

9 Fenomena Hulu Migas Indonesia, Peluang Memperbaiki Iklim Investasi dengan Kontrak Migas “Gross Split”

#Kelebihan PSC Gross Split

#Model Gross Split Pertama di Dunia

April, 2017

Ariana Soemanto, ST, MT

Annisa Deasy Ratnasari, ST

Sejak pertama kali minyak bumi Indonesia ditemukan tahun 1880-an di Langkat, Sumatera Utara, berbagai fenomena industri tersebut telah terjadi. Sempat berjaya tahun 1977 dan 1995 dengan produksi minyak sekitar 1,5 juta barrel per day (bpd), saat ini hanya memproduksi hampir setengahnya atau sekitar 800 ribu bpd.

Di usia yang telah lebih dari 130 tahun, cadangan migas relatif stagnan dengan kecenderungan menurun. Rendahnya kegiatan eksplorasi menjadi penyebab utama. Seringkali penawaran wilayah kerja migas tidak laku atau nyaris tak laku. Seperti yang terjadi pada tahun 2015 dan 2016 lalu. Menurut survey *Fraser Institute* tahun 2016, iklim investasi hulu migas Indonesia tidak lebih menarik dibanding Malaysia, Brunei dan India.

Hulu migas Indonesia mulai jenuh, perlu direformasi. Mulai dari hal yang paling mendasar, yaitu *Production Sharing Contract* (PSC).

PSC skema *gross split* yang digadang menjadi PSC baru menggantikan skema *cost recovery* akan diuraikan dalam tulisan ini. Namun, sebelumnya perlu disimak 9 fenomena atau fakta kondisi hulu migas, yang secara langsung maupun tidak langsung turut melatarbelakangi penerapan PSC *gross split* tersebut.

(1/9) Ketidakpastian akibat harga minyak

Naik turunnya harga minyak, turut mengurangi kepastian investasi migas. Bulan Juli 2014, harga minyak mencapai US\$ 106 per barrel. Berselang lebih dari satu setengah tahun kemudian, tepatnya Februari 2016, harga minyak sempat anjlok menjadi US\$ 26 per barrel. Adalah harga minyak terendah selama 10 tahun terakhir.

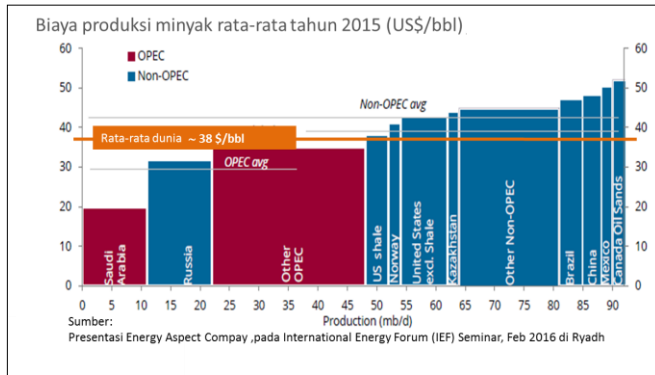
Celaknya, dengan PSC skema *cost recovery* yang berlaku saat itu, apabila harga minyak sangat tinggi, kontraktor mendapatkan *windfall profit* yang lebih besar dibandingkan Pemerintah. Sebaliknya, jika harga minyak terlalu rendah seperti 2 tahun terakhir ini, maka kontraktor menanggung *losses* yang lebih besar pula.



Gambar-1 Perkembangan Harga Minyak Dunia

Rendahnya harga minyak membuat iklim investasi hulu migas tidak menarik. Hasil kajian *Energy Aspect Company* yang dipresentasikan pada *International Energy Forum* (IEF) di Ryadh (Februari 2016), mengungkapkan bahwa rata-rata biaya produksi minyak per barrel dari berbagai sumber sekitar US\$ 38 per barrel. Canadian *shale oil* dan Mexico *oil* bahkan diproduksi dengan harga rata-rata diatas US\$ 50 per barrel.

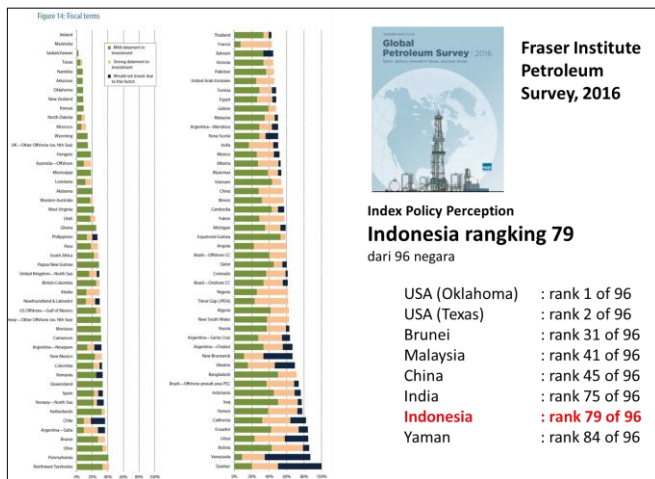
Sehingga wajar saja jika harga minyak sekitar US\$ 40-50 per barrel masih dianggap belum terlalu menarik untuk investasi. Dampaknya, kegiatan eksplorasi dan produksi menurun di berbagai penjuru dunia termasuk Indonesia.



Gambar-2 Biaya Produksi Minyak Rata-rata Tahun 2015 (US\$/barel)

(2/9) Hasil Survey Tidak Terlalu Bagus

Dilansir dari hasil kajian *Fraser Institute Petroleum Survey*, 2016, Indonesia berada pada ranking 76 dari total 96 negara yang di survey. Indonesia tidak lebih baik dari Brunei, Malaysia, bahkan India menurut survey itu. Terlepas dari seberapa akuratnya survey tersebut, persepsi ini sedikit banyak mencerminkan kondisi investasi migas saat itu, yaitu tidak terlalu bagus.



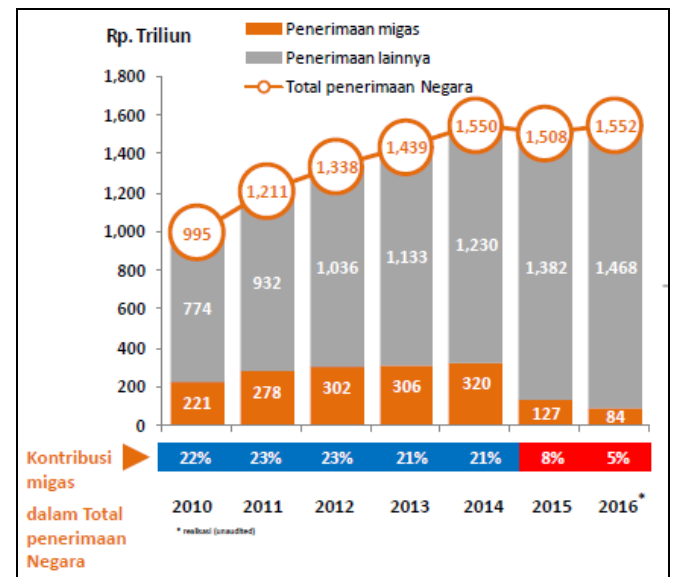
Gambar-3 Hasil Survey Fraser Institute Petroleum Survey, 2016

(3/9) Sumbangan migas tak seperti dulu lagi

Kontribusi migas dalam penerimaan negara tidak signifikan lagi. Tercatat pada tahun 2010 hingga

2014, kontribusi migas selalu diatas 20%. Bahkan tahun 1970-an, ketika migas masih menjadi andalan penerimaan negara, kontribusinya bisa mencapai 70%. Namun, tahun 2015 dan 2016 tidak lagi. Saat harga minyak rendah 2 tahun terakhir ini, kontribusi migas terhadap penerimaan negara hanya 8% tahun 2015, bahkan 5% di tahun 2016.

Penerimaan migas yang pada tahun 2014 mencapai Rp. 320 triliun, turun hampir 4 kali lipat menjadi Rp. 84 triliun saja tahun 2016.

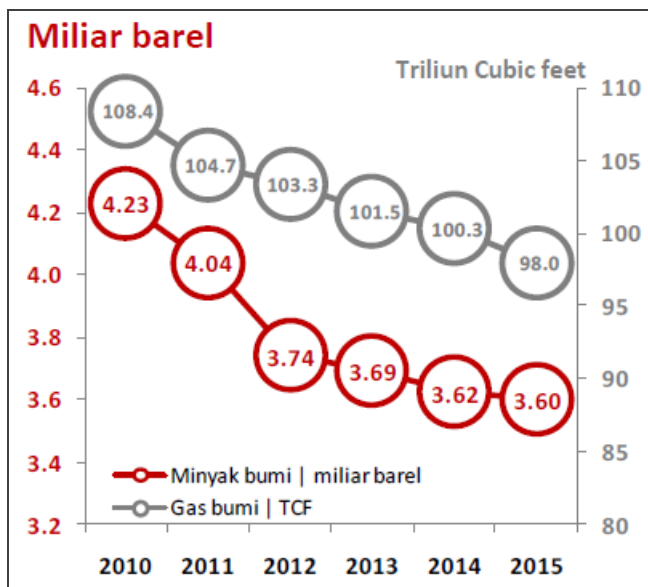


Gambar-4 Kontribusi Penerimaan Migas dalam Penerimaan Negara Tahun 2010-2016

(4/9) Cadangan migas turun

Cadangan migas terbukti (*proven reserve*) terus menurun. Cadangan terbukti minyak bumi menurun dari 4,23 miliar barel tahun 2010 menjadi 3,6 miliar barel tahun 2015. Penurunan juga terjadi pada cadangan terbukti gas bumi yang pada tahun 2010 sebesar 108,4 Triliun Cubic Feet (TCF), turun menjadi 98 TCF tahun 2015.

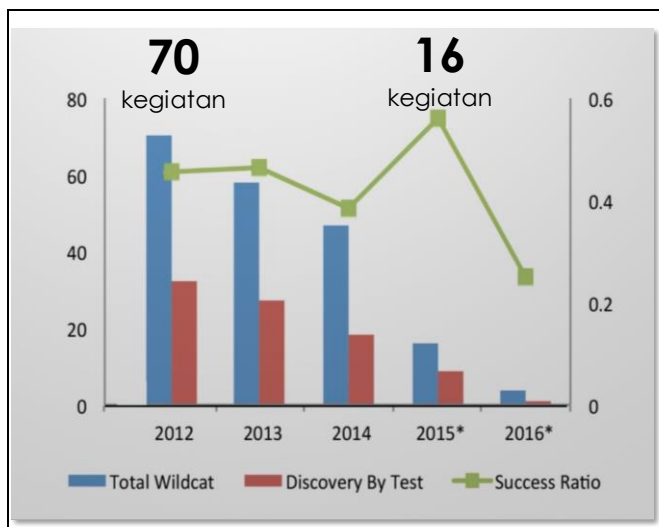
Ini adalah tanda bahwa eksplorasi perlu dibuat lebih bergairah, sehingga peluang penemuan cadangan migas lebih besar.



Gambar-5 Cadangan Terbukti Migas Indonesia

(5/9) Eksplorasi migas lesu

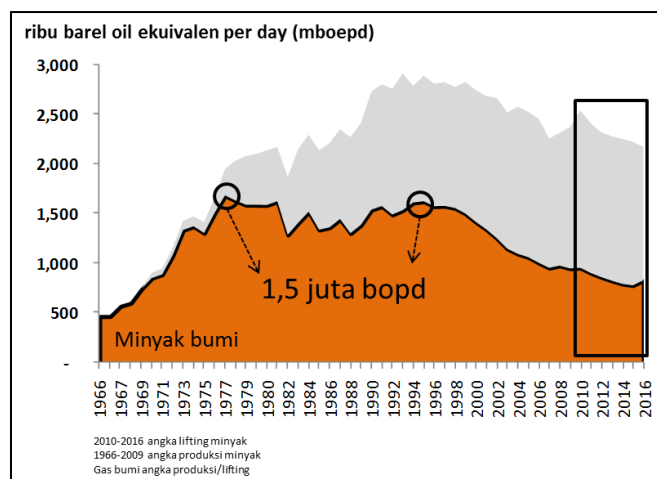
Rendahnya kegiatan eksplorasi menyebabkan minimnya penemuan cadangan migas. Tahun 2012 tercatat kegiatan eksplorasi pemboran sumur migas sebanyak 70 kegiatan. Namun tahun 2015 menurun hanya sekitar 16 kegiatan. Selain rendahnya harga minyak, panjangnya prosedur dan proses persetujuan pelaksanaan eksplorasi migas diduga menjadi disinsentif kegiatan eksplorasi.



Gambar-6 Kegiatan Eksplorasi Migas Indonesia

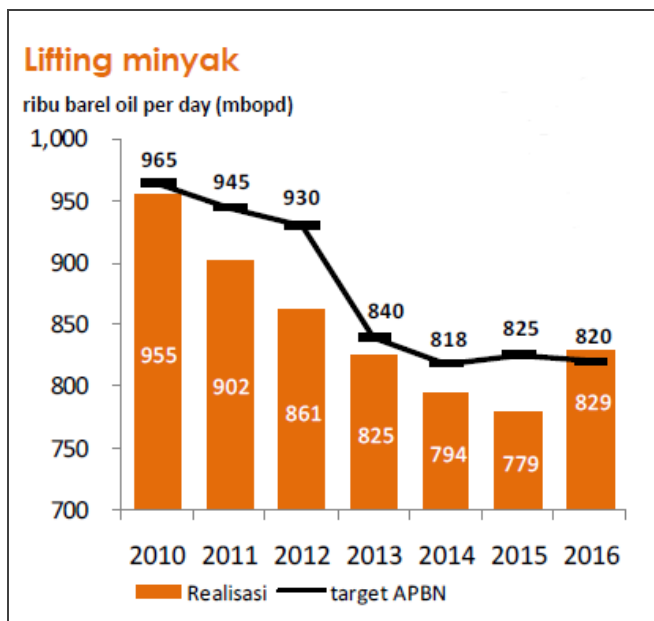
(6/9) Produksi minyak tidak setangguh dulu

Sejarah mencatat bahwa produksi/*lifting* minyak Indonesia pernah 2 kali mencapai puncak produksi sekitar 1,5 juta bpd pada tahun 1977 dan 1995. Namun, setelah tahun 1995 tersebut, produksi minyak perlahan turun meski penurunannya dapat ditahan, hingga tahun 2016 lalu menjadi sekitar 829 ribu bpd. Produksi minyak saat ini, tidak setangguh 20 tahun yang lalu. Berbeda dengan gas bumi yang lebih tangguh dengan tingkat *lifting* sebesar 1.184 ribu *barrel oil equivalen per day* (boepd) tahun 2016 dan salah satunya didukung proyek gas Tangguh (LNG Train 1 & 2) di Papua Barat. Proyek yang telah berproduksi sejak tahun 2009 tersebut, saat ini dalam pengembangan untuk LNG Train-3 yang ditargetkan selesai tahun 2020. Gas bumi memang lebih tangguh.



Gambar-7 Profil Produksi/*Lifting* Migas Indonesia

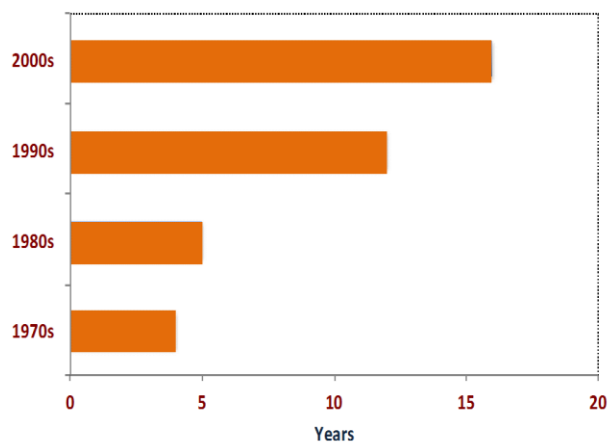
Tetapi, dibalik penurunan itu, ada prestasi baru yang patut dicatat. Untuk pertama kalinya dalam sejarah, realisasi *lifting* minyak bumi lebih besar dari target yang ditetapkan dalam APBN.



Gambar-8 *Lifting* Minyak Bumi: Realisasi dan Target APBN

(7/9) Prosedur panjang produksi migas

Sejak ditemukannya cadangan migas dalam suatu lapangan, dibutuhkan waktu yang panjang untuk memulai produksi pertamanya. Era 1970-an, hanya dibutuhkan kurang dari 5 tahun. Pada dasawarsa berikutnya semakin lama. Hingga pada era tahun 2000-an, menurut catatan Kementerian ESDM, dibutuhkan sekitar 15 tahun.



Gambar-9 Waktu yang dibutuhkan untuk memproduksi Migas Sejak Penemuan Cadangan

Panjangnya waktu yang dibutuhkan tidak terlepas dari kelemahan PSC skema *cost recovery*. Karena biaya operasi dan *cost recovery* merupakan tanggung jawab Pemerintah, maka pengadaan barang dan jasa kegiatan hulu migas perlu melalui prosedur dan persetujuan Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Migas (SKK Migas). Tekanan politis penyalahgunaan *cost recovery* membuat pengawasan semakin ketat. Meski jadi lebih akuntabel, namun prosedur *procurement* relatif menjadi lebih lama.

(8/9) Birokrasi *cost recovery*

PSC skema *cost recovery* merupakan sistem kontrak bagi hasil dimana terdapat pengembalian atas biaya operasi yang telah dikeluarkan oleh kontraktor dalam rangka kegiatan usaha hulu migas. Pengembalian biaya operasi tersebut diambil dari hasil produksi migas (*gross revenue*).

Besar kecilnya biaya operasi mempengaruhi hasil produksi migas yang akan dibagi antara Pemerintah dengan kontraktor, yang akhirnya berdampak pada besaran penerimaan bagian Pemerintah.

Jenis biaya operasi yang nantinya dapat di-*reimburse*, seringkali *debatable* karena lingkungannya sangat luas mulai dari biaya pengeboran sumur, pembangunan fasilitas produksi hingga alat tulis kantor.

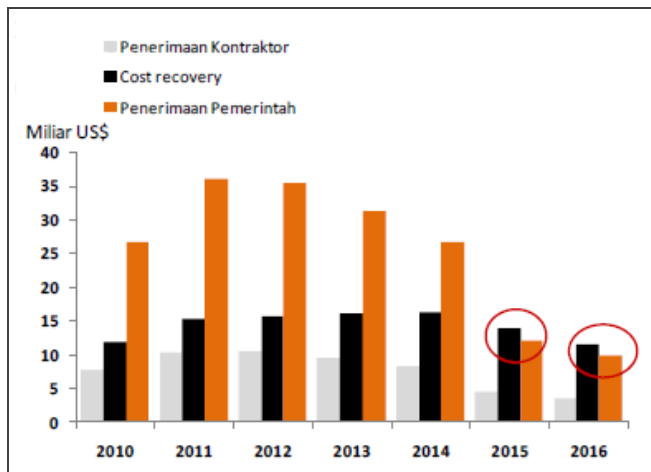
Pelaksanaan pengadaan barang dan jasa kontraktor dengan skema *cost recovery* memerlukan birokrasi yang relatif panjang sebab diperlukan persetujuan SKK Migas. Karena berkaitan langsung dengan perhitungan penerimaan negara, maka *cost recovery* turut menjadi pembahasan dalam penyusunan APBN antara Pemerintah dan DPR-RI. Sehingga, selain memiliki bobot teknis, *cost recovery* juga memiliki dampak politis. *Cost recovery* juga rentan disalahgunakan dan cenderung kurang efisien, karena pada akhirnya *cost recovery* merupakan tanggungan Negara.

(9/9) Cost Recovery bengkok

Mencermati fakta diatas, isu *cost recovery* sudah menjadi momok bagi industri migas. Keberadaannya dapat dianggap sebagai benalu bagi keuangan negara. Karena ditanggung oleh Negara, maka *cost recovery* dicatat dalam APBN. Tahun 2016, pagu *cost recovery* dalam APBN direncanakan sekitar US\$ 8,5 miliar. Namun pada akhir tahun, realisasinya mencapai US\$ 11,5 miliar atau bengkok sekitar US\$ 3 miliar. Hal ini tentunya memberatkan keuangan negara

Ironisnya, untuk pertama kali dalam sejarah Indonesia, mulai tahun 2015, *cost recovery* lebih besar daripada penerimaan migas bagian Negara. Kondisi ini pun berlanjut di tahun 2016.

Jadi, wajar saja jika awal tahun 2017, Pemerintah menuntut dilakukannya efisiensi biaya operasi migas, efisiensi *cost recovery*.



Gambar-10 *Cost Recovery*, Penerimaan Kontraktor dan Penerimaan Pemerintah

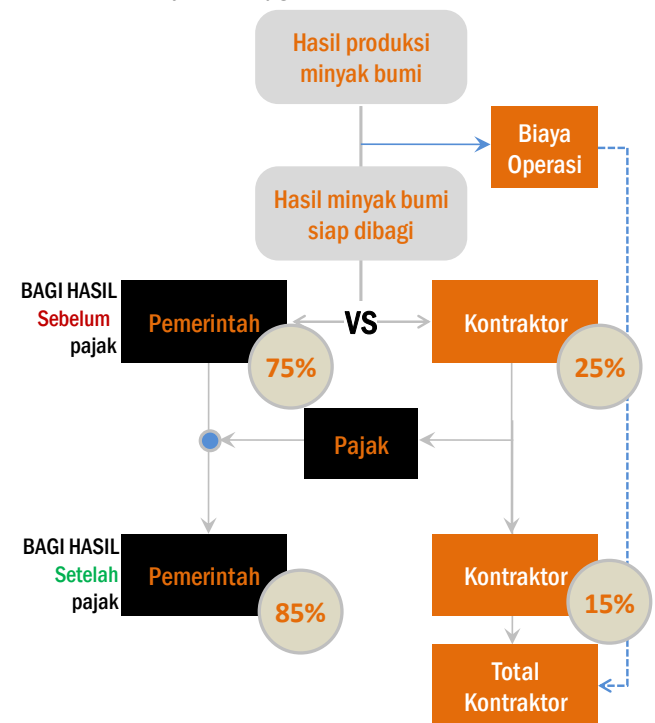
PSC skema *cost recovery*

Sebelum tahun 2017, pola perusahaan hulu migas Indonesia utamanya menggunakan PSC skema *cost recovery*. Melalui skema tersebut, bagi hasil atau *split* antara Pemerintah dengan kontraktor pada umumnya adalah 85%:15% untuk minyak

bumi, dan 70%:30% untuk gas bumi. *Split* tersebut adalah *split* setelah pajak (diperjelas dengan Gambar-11). Sistem yang digunakan sejak tahun 1960-an tersebut sering mengalami modifikasi sesuai perkembangan, termasuk modifikasi besaran *split*.

Sebagaimana terlihat pada Gambar-11, split antara Pemerintah dengan kontraktor pada PSC skema *cost recovery* dilakukan setelah pendapatan kotor (*Gross Revenue*) dikurangi dulu oleh biaya operasi. Biaya operasi tersebut yang pada akhirnya dikembalikan kepada kontraktor dari hasil produksi migas jika lapangan migas berproduksi secara komersial. Namun jika lapangan migas tidak komersial, maka biaya operasi tidak dikembalikan dan menjadi resiko kontraktor.

PSC skema *cost recovery* Untuk minyak bumi | gambaran umum



Gambar-11 PSC Skema *Cost Recovery*

Implementasi PSC skema *cost recovery*, seringkali dihadapi berbagai isu. *Cost recovery* sendiri yang menjadi sumber masalahnya. Biaya operasi yang

pada awalnya dikeluarkan oleh kontraktor sering dianggap boros dan tidak efisien. Itu karena besar atau kecilnya biaya operasi akan dikembalikan kepada kontraktor setelah lapangan migas berproduksi secara komersial. Sehingga, kontraktor tidak terpacu untuk melakukan efisiensi biaya operasi.

Inovasi, PSC *gross split* pertama di dunia

Berbagai fakta diatas menjadi latar belakang bahwa hulu migas Indonesia perlu di-reformasi. Harus ada inovasi. Pemerintah sebagai pemilik sumber daya alam berupaya agar bisa memperoleh manfaat yang sebesar-besarnya bagi kemakmuran rakyat. Pada saat yang sama, Pemerintah juga harus meyakinkan investor bahwa mereka tetap akan menerima hasil yang adil dan menarik dari investasi yang dilakukan.

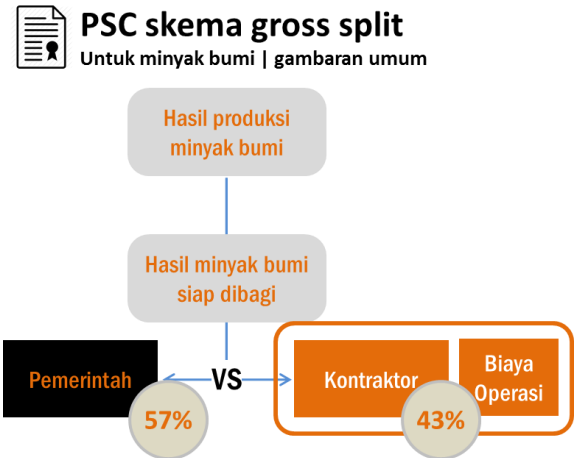
Era 1960-an, Indonesia menjadi pelopor penerapan PSC *cost recovery* bagi negara lain. Indonesia dapat dikatakan sebagai pencipta PSC tersebut. Seolah mengulang sejarah, tahun 2017 ini Pemerintah Indonesia menciptakan PSC model baru. PSC skema *gross split* dengan model yang belum pernah ada di dunia ini diciptakan melalui Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Nomor 8 Tahun 2017 tentang Kontrak Bagi Hasil *Gross Split*.

PSC *gross split* berlaku untuk Wilayah Kerja baru dan Wilayah Kerja yang berakhir jangka waktu kontraknya namun tidak diperpanjang. Untuk Wilayah Kerja Migas yang diperpanjang kontraknya dapat memilih apakah tetap menggunakan kontrak sebelumnya (PSC *cost recovery*) atau menggunakan PSC *gross split*.

Berbeda dengan PSC *cost recovery*, *split* antara Pemerintah dengan kontraktor pada PSC *gross split* ditetapkan diawal. Dari *gross revenue* langsung di-*split* antara Pemerintah dengan kontraktor dengan *split* dasar atau *base split* yaitu

57%:43% untuk minyak bumi, dan 52%:48% untuk gas bumi (diperjelas dengan Gambar-12).

Split tersebut dengan catatan bahwa biaya operasi sepenuhnya menjadi tanggung jawab kontraktor. Sehingga, tidak ada lagi *cost recovery*. *Split* tersebut belum mempertimbangkan adanya tambahan pajak untuk Pemerintah.



Gambar-12 PSC Skema *Gross Split*

PSC model ini memaksa kontraktor menerapkan praktek-praktek efisiensi di berbagai rantai suplai. "Untuk mengantisipasi ketidakpastian, industri hulu migas harus melakukan efisiensi besar-besaran agar kompetitif. Ini adalah semangat kami juga kontraktor tentunya. Kami terjemahkan itu dalam kebijakan *gross split*, prinsip *fairness*," demikian ungkapan Menteri ESDM, Ignasius Jonan, pada pertemuan dengan Indonesian Petroleum Association (IPA), 10 April 2017.

PSC ini juga sangat adil bagi Pemerintah dan kontraktor. *Split* kontraktor dapat bertambah, juga mungkin berkurang, sesuai dengan kekhususan lapangan migas yang akan dikelola.

Ada 12 komponen yang dapat memberikan tambahan/pengurangan *split* bagi kontraktor, yang terdiri dari 10 komponen variabel dan 2 komponen progresif, sebagaimana dapat dilihat pada Tabel-1.

Komponen	Keterangan	Tambah/ (kurang) Split
Komponen variabel		
1	Status lapangan	Sudah atau baru dikembangkan (5%) - 5%
2	Lokasi lapangan	Darat atau laut, kedalaman laut (0-1000 meter) 0 - 16%
3	Kedalaman reservoir	0 > x > 2500 0 - 1%
4	Ketersediaan infrastruktur	Akses jalan, pelabuhan, dst. 0 - 2%
5	Jenis reservoir	Konvensional atau Non-konvensional 0 - 16%
6	Konten CO ₂	<5% s.d. > 60% 0 - 4%
7	Konten H ₂ S	<100 ppm s.d. > 500 ppm 0 - 1%
8	Berat jenis minyak (API)	≥ 25 s.d. < 25 0 - 1%
9	Komponen dalam negeri (TKDN)	< 30% s.d. ≥ 70% 0 - 4%
10	Tahapan produksi	Primer, sekunder, tertier (EOR) 0 - 5%
Komponen progresif		
11	Harga minyak	< 40\$ s.d. ≥ 115 \$ 7,5% - (7,5%)
12	Kumulatif produksi minyak	< 1 s.d. ≥ 150 mmboc 0 - 5%

Tabel-1 Dua Belas Komponen Yang Berpengaruh untuk Menambah/Mengurangi Split Kontraktor

Besaran *base split* dan tambahan/pengurangan *split* sesuai 12 komponen tersebut, dirumuskan setelah dilakukan kalibrasi atau pengujian terhadap lapangan eksisting yang mencerminkan setiap kondisi lapangan. "*Gross split* ini telah mengkalibrasi 10 lapangan *existing* yang telah mewakili *behaviour* PSC di Indonesia," papar Wakil Menteri ESDM, Arcandra Tahar dalam berbagai kesempatan.

Kesimpulan, Kelebihan Utama PSC *Gross Split*

Beberapa kelebihan atau insentif dalam kontrak migas skema *gross split* antara lain Pertama, kepastian investasi meskipun harga minyak naik turun. Apabila harga minyak kurang menarik, maka kontraktor bisa mendapatkan tambahan *split* hingga 7,5%. Sebagai contoh dengan harga minyak saat ini sekitar US\$ 50 per barel, maka dengan PSC skema *gross split*, kontraktor akan mendapatkan tambahan *split* sebesar 5%.

Kedua, proses *procurement* yang dilakukan oleh kontraktor menjadi lebih sederhana. Tidak perlu proses persetujuan oleh SKK Migas, karena biaya operasi migas sepenuhnya menjadi tanggung jawab kontraktor. Semakin efisien kontraktor, keuntungan kontraktor semakin besar.

Kontraktor migas juga dapat melakukan sistem pengadaan sendiri dengan tetap mengikuti peraturan perundang-undangan. Pemerintah tidak mengatur ketentuan *procurement* secara khusus.

Dengan demikian, waktu yang diperlukan sejak penemuan cadangan hingga lapangan migas berproduksi, menjadi lebih cepat. Waktu yang sebelumnya bisa mencapai 15 tahun, diharapkan dapat lebih cepat menjadi 3 sampai 4 tahun saja. Dapat dibayangkan berapa nilai ekonomi dari penghematan waktu tersebut.

Ketiga, bagi kontraktor dengan Tingkat Kandungan Dalam Negeri (TKDN) yang tinggi, akan mendapat split tambahan. Tambahan split sebesar 2% apabila TKDN-nya mencapai 30% hingga kurang dari 50%. Jika TKDN sebesar 50% hingga kurang dari 70% akan mendapatkan tambahan split sebesar 3%. Sedangkan, jika kontraktor berhasil mencapai TKDN sebesar 70% keatas akan dapat tambahan *split* sebesar 4%.

Keempat, bagi kontraktor yang berfikir bahwa PSC *gross split* menyebabkan keekonomian proyek jadi tidak menarik, hal tersebut tidak tepat.

Karena Pasal 7 ayat 1 Permen *Gross Split*, menyatakan dalam hal komersialisasi lapangan tidak mencapai keekonomian tertentu, Menteri ESDM dapat memberikan tambahan split paling banyak 5% kepada kontraktor. Ini adalah wujud konkrit Pemerintah melindungi investasi agar *fairness* tetap terjaga.

Diskresi tambahan split maksimal 5% ini diharapkan dapat membuat kegiatan usaha migas makin bergairah, termasuk eksplorasi migas.

Dalam skema PSC *gross split* ini, kontrol negara tidak hilang. Sebaliknya, yang hilang adalah ketidakefisienan proses *procurement* dari kegiatan operasi migas. Penentuan wilayah kerja, kapasitas produksi, serta aspek komersil migas tetap ditentukan negara. Pembagian bagi hasil juga tetap ditentukan negara, penerimaan negara menjadi lebih pasti dan produksi dibagi di titik serah.

Penutup

Itulah sebagian dari kelebihan PSC *gross split*. Mungkin kekurangannya adalah tingkat keyakinan awal investor untuk mencoba PSC model baru ini. Wajar, setiap perubahan, pasti butuh penyesuaian, ada masa transisi.

Mengganti PSC skema *cost recovery* menjadi skema *gross split* merupakan perubahan besar bagi industri hulu migas Indonesia. Perubahan besar butuh *effort* besar.

Pertamina Hulu Energi (PHE) yang merupakan bagian dari BUMN, telah melaksanakan PSC skema *gross split* untuk Blok Migas *Onshore North West Java* mulai 18 Januari 2017. Pemerintah melalui BUMN telah mengambil inisiatif untuk menjadi contoh.

Dengan segala kelebihan dan berbagai penyesuaian yang dapat dilakukan, maka PSC *gross split* diharapkan membuat iklim investasi migas lebih menarik. Mana buktinya, dan benar atau tidaknya, “*Time will prove,*” ungkap Wakil Menteri ESDM, Arcandra Tahar di berbagai kesempatan.



Sumber data dan informasi:

- _Bapak Ignasius Jonan, 2017, his speech and presentation*
- _Bapak Arcandra Tahar, 2017, his speech and presentation*
- _Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, 2017*
- _Berbagai sumber*