

PERBANDINGAN ANTARA *PRODUCTION SHARING CONTRACT COST RECOVERY* DAN *GROSS SPLIT* DALAM USAHA HULU MINYAK DAN GAS BUMI DI INDONESIA

Elisha Floriantina

E-mail: theresiaelishaa@gmail.com

Mahasiswa S1 Program Studi Ilmu Hukum, Fakultas Hukum,
Universitas Sebelas Maret Surakarta

Yudho Taruno Muryanto

E-mail: yudho_fhuns@yahoo.com

Dosen Fakultas Hukum, Universitas Sebelas Maret Surakarta

Article Information

Keywords: *Production Sharing Contract, Gross Split, Cost Recovery*

Kata Kunci: *Production Sharing Contract, Gross Split, Cost Recovery*

Abstract

The upstream oil and gas business is one of the important natural resource management efforts in Indonesia. This is because Indonesia is one of the countries that have natural wealth in the form of oil and gas. For this reason, a good contract system is needed so that the management of upstream oil and gas can be carried out to get the maximum benefit. In 2017, Indonesia has changed its management system from cost recovery to gross split. In this article, the author will explain the comparison between the two systems. The type of research used is normative prescriptive. The approach used is the statute approach. The type of data used is secondary data consisting of primary legal materials, secondary legal materials, and tertiary legal materials. The data collection technique used by the author is by literature review. Based on the results of the research and discussion conducted, it can be seen the differences and similarities in the cost recovery system and gross split.

Abstrak

Usaha hulu minyak dan gas bumi merupakan salah satu usaha pengelolaan sumber daya alam yang penting di Indonesia. Hal ini disebabkan karena Indonesia merupakan salah satu negara yang memiliki kekayaan alam berupa minyak dan gas bumi. Untuk itu diperlukan adanya sistem kontrak yang baik agar pengelolaan hulu migas dapat dilakukan untuk mendapatkan keuntungan semaksimal mungkin. Pada tahun 2017, Indonesia mengganti sistem pengelolaannya dari *cost recovery* menjadi *gross split*. Pada artikel ini, Penulis akan menjelaskan perbandingan antara kedua sistem tersebut. Jenis penelitian yang digunakan adalah normatif yang bersifat deskriptif. Pendekatan yang digunakan adalah pendekatan perundang-undangan. Jenis data yang digunakan adalah data sekunder yang terdiri dari bahan hukum primer, bahan hukum sekunder, dan bahan hukum tersier. Teknik pengumpulan data yang digunakan Penulis adalah dengan studi pustaka. Berdasarkan hasil penelitian dan pembahasan yang dilakukan, dapat diketahui perbedaan dan persamaan sistem *cost recovery* dan *gross split*.

A. Pendahuluan

Negara-negara di dunia memiliki berbagai potensi yang bisa digunakan untuk mengembangkan kegiatan ekonominya. Seperti contohnya Jerman yang memiliki potensi di bidang industri mesin, Korea Selatan yang memiliki potensi di bidang industri hiburan, dan Swiss yang perekonomiannya ditopang oleh jasa keuangan yang baik. Pemerintah harus bisa mengembangkan potensi-potensi tersebut, guna meningkatkan pendapatan negara. Berbeda dengan negara-negara yang telah Penulis sebutkan di atas, Indonesia adalah negara yang mengandalkan Sumber Daya Alam (SDA) sebagai penopang ekonomi negara, salah satunya adalah SDA migas.

Undang-Undang Dasar Negara Republik Indonesia Tahun 1945 (selanjutnya disebut UUD NRI Tahun 1945) Pasal 33 ayat (3) menyebutkan Bumi dan air dan kekayaan alam yang terkandung di dalamnya dikuasai oleh Negara dan dipergunakan sebesar-besarnya kemakmuran rakyat. Dikuasai oleh Negara memaknai Hak Pengurusan Negara atas aset kekayaan alam, yaitu negara berdaulat mutlak untuk mengelola kekayaan sumber daya alam. Digunakan untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat dimaknai Hak kepemilikan yang sah atas kekayaan alam adalah rakyat Indonesia, yang berarti rakyat berhak untuk menggunakan sumber daya alam untuk kemakmurannya. Kedua makna ini merupakan kesatuan. Hak penguasaan negara merupakan instrumen sedangkan “sebesar-besarnya kemakmuran rakyat” adalah tujuan akhir pengelolaan kekayaan alam. Dapat disimpulkan bahwa kekayaan alam milik rakyat Indonesia yang dikuasakan kepada Negara diamanatkan dikelola dengan baik untuk mencapai tujuan bernegara Indonesia (Adrian Sutedi, 2012 : 24).

Indonesia yang sering disebut-sebut sebagai negara yang kaya akan migas ternyata tidak ada apa-apanya jika dibandingkan dengan negara-negara penghasil migas lainnya. Dunia perminyakan mengukur kekayaan migas berdasarkan jumlah cadangan migas terbukti. Menurut data yang dikeluarkan oleh BP Migas (sekarang SKK Migas) pada tahun 2014, Indonesia berada di peringkat 27 dalam statistik negara penghasil minyak bumi terbesar di dunia. Cadangan minyak bumi terbesar dimiliki oleh Venezuela, yaitu sebesar 298,13 miliar barel. Sedangkan Indonesia hanya memiliki cadangan minyak bumi sebanyak 3,7 miliar barel. Iran merupakan negara dengan cadangan gas bumi terbesar di dunia, yaitu sebesar 33,8 miliar meter kubik. Indonesia berada di peringkat 14, dengan cadangan gas bumi sebesar 2,9 miliar meter kubik. Untuk meningkatkan pemanfaatan potensi migas di Indonesia, Pemerintah tidak dapat mengupayakan dan melakukan pemanfaatannya sendiri, sehingga masih dibutuhkan keterlibatan pihak swasta dalam hal ini. Hal inilah yang mendasari dilakukannya kerjasama dengan pihak lain yang dituangkan dalam bentuk perjanjian atau kontrak perusahaan pertambangan migas.

Pemerintah sudah banyak mencoba berbagai kontrak yang sesuai dengan potensi migas yang ada di Indonesia, mulai dari konsesi, kontrak karya, hingga sampai pada PSC atau kontrak bagi hasil. Berdasarkan pengalaman dari orde

ke orde, akhirnya melalui Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi (selanjutnya disebut UU Migas), Pemerintah memilih bentuk kerja sama berupa kontrak bagi hasil atau *Production Sharing Contract* (PSC). Awalnya, PSC didukung oleh suatu sistem bernama *Cost Recovery*, namun karena banyak kerugian yang ditanggung oleh pemerintah akibat adanya pengembalian biaya operasi dan adanya banyak celah yang bisa disalahgunakan oleh Kontraktor, maka Pemerintah mengeluarkan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 52 Tahun 2017 j.o. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 8 Tahun 2017 tentang *Gross Split* (PERMEN *Gross Split*). Pemerintah berharap, para Kontraktor dapat berlomba-lomba untuk melakukan eksplorasi ke wilayah yang sulit dijangkau tetapi memiliki potensi migas yang besar, sehingga cadangan migas Indonesia menjadi bertambah.

Dengan munculnya sistem baru ini, tentu saja terdapat perbedaan antara *cost recovery* dan *gross split*. Penulis akan menganalisis mengenai perbedaan antara *Production Sharing Contract Cost Recovery* dan *Gross Split* dalam usaha hulu migas di Indonesia.

B. Metode Penelitian

Jenis penelitian yang penulis gunakan adalah penelitian hukum normatif atau biasa dikenal dengan penelitian hukum doktrinal menggunakan data sekunder yang terdiri dari bahan hukum primer, bahan hukum sekunder, dan bahan hukum tersier. Sifat penelitian dalam penulisan hukum ini adalah preskriptif sehingga Penulis akan mempelajari norma hukum dan segala ketentuan peraturan perundang-undangan yang berkaitan *Production Sharing Contract Gross Split* dan *Cost Recovery* serta norma tentang prinsip pemenuhan kebutuhan dalam negeri. Teknik pengumpulan data yang digunakan adalah studi pustaka, sedangkan teknik analisis data yang dipergunakan adalah analisis bahan hukum yang bersifat deduktif dengan metode silogisme.

C. Hasil Penelitian dan Pembahasan

Adanya eksplorasi dan eksploitasi migas di Indonesia tidak bisa dilepaskan dari sejarah penemuan migas dan pembentukan aturan-aturan migas di Indonesia. Sejarah ini dimulai dari pengeboran minyak secara komersial yang dilakukan oleh Jan Reerink pada tahun 1871 di Gunung Ciremai, Jawa Barat. Empat *rig* atau menara pengeboran Reerink ditancapkan menggunakan tenaga lembu. Namun usaha Reerink ini gagal menghasilkan migas. Setelah itu, para pemain minyak secara bergantian mulai melakukan eksplorasi dan mencoba teknologi-teknologi mereka. Indonesia tercatat pernah menggunakan 4 (empat) perangkat hukum migas yaitu :

1. *Indische Mijl Wet* 1899;
2. Undang-Undang Nomor 44 Prp Tahun 1960 tentang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi;

3. Undang-Undang Nomor 8 Tahun 1971 tentang Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara (Undang-Undang Pertamina); dan
4. Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi.

Selama menggunakan berbagai perangkat hukum tersebut, Indonesia juga mengalami berbagai jenis kontrak mulai dari Konsesi, Kontrak Karya, hingga akhirnya menggunakan Kontrak Bagi Hasil atau sering disebut juga *Production Sharing Contract* (PSC). Kontraktor akan memperoleh pengembalian atau penggantian biaya operasi apabila telah mencapai tahap produksi komersial, dalam artian telah ada minyak dan atau gas bumi yang dijual. Prinsip penggantian seluruh biaya yang dikeluarkan Kontraktor sebelum menemukan cadangan minyak ini lazim disebut dengan istilah *cost recovery*. Salah satu perbedaan penting dari pelbagai jenis kontrak migas tersebut adalah bagaimana mekanisme transfer kepemilikan (*transfer of ownership*) cadangan migas yang merupakan *asset* Negara kepada perusahaan migas. Pada sistem konsesi, transfer kepemilikan berlangsung ketika sumur diproduksi dan terjadi di kepala sumur (*wellhead*). Sementara untuk sistem PSC, transfer kepemilikan tidak terjadi di kepala sumur, namun pada titik ekspor (Satini, 2016 : 23). Pembentukan suatu PSC harus memenuhi berbagai syarat, seperti yang tercantum dalam Pasal 6 Ayat (2) UU Migas, yang meliputi :

1. kepemilikan SDA tetap di tangan Pemerintah sampai pada titik penyerahan;
2. Pengendalian manajemen operasi berada pada Badan Pelaksana;
3. Modal dan risiko seluruhnya ditanggung badan usaha atau bentuk usaha tetap.

Dalam pengelolaan hulu migas di dunia, terdapat beberapa sistem, yaitu sistem satu kaki, sistem dua kaki, sistem tiga kaki, dan sistem alternatif atau *hybrid*. Indonesia menggunakan sistem tiga kaki, dimana pemerintah membentuk badan pelaksana untuk melaksanakan kebijakan pemerintah, menandatangani kontrak bisnis yang dikerjasamakan dengan pihak lain dan melaksanakan kontrak tersebut (A. Rinto Pudyantoro, 2016:73). Setelah kontrak ditandatangani oleh kedua belah pihak, dimana Indonesia diwakili oleh Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK Migas), maka sebelum jangka waktu 6 (enam) bulan, kontraktor harus sudah mulai beroperasi.

Jangka waktu PSC yang berlaku di Indonesia adalah 30 (tiga puluh) tahun sejak kontrak ditandatangani dan dapat diperpanjang selama 20 (dua puluh) tahun. Jangka waktu tersebut sudah termasuk jangka waktu eksplorasi 6 (enam) tahun dan dapat diperpanjang 4 (empat) tahun.

Dalam Pasal 1 angka 16 UU Migas dijelaskan bahwa wilayah kerja (WK) adalah sebagai daerah tertentu di dalam wilayah hukum pertambangan Indonesia untuk pelaksanaan eksplorasi dan eksploitasi. Badan usaha tetap atau bentuk usaha tetap wajib mengembalikan sebagian wilayah kerjanya secara bertahap atau seluruhnya kepada Menteri. Hal ini dilakukan supaya penggunaan WK dapat efektif. Maka dari itu, dibuatlah suatu ketentuan dimana Kontraktor

wajib mengembalikan sebagian wilayahnya sebelum berakhirnya 3 (tiga) tahun kontrak pertama. Dengan demikian, Pemerintah dapat memperoleh hasil yang optimal dari pemanfaatan potensi sumber daya alam dari suatu wilayah. A. Rinto Pudyantoro dalam bukunya menjelaskan bahwa besarnya pengembalian Wilayah Kerja bisa berbeda pada setiap kontrak. Biasanya berada pada kisaran 10 (sepuluh) sampai 30 (tiga puluh) persen. Biasanya Wilayah Kerja yang sangat luas akan dibebankan persentase yang besar pula.

Dalam Pasal 36 UU Migas dijelaskan mengenai hak atas tanah yang diberikan kepada Kontraktor. Dijelaskan bahwa Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap telah diberikan WK, maka terhadap bidang-bidang tanah yang dipergunakan langsung untuk kegiatan usaha Minyak dan Gas Bumi dan areal pengamanannya, diberikan hak pakai sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan yang berlaku dan wajib memelihara serta menjaga bidang tanah tersebut.

Berdasarkan kontrak, berbagai barang dan jasa yang diperlukan kontraktor dalam rangka memperoleh cadangan minyak dan gas bumi harus disediakan oleh kontraktor yang bersangkutan. Dengan demikian, seluruh kebutuhan yang terkait dengan kegiatan operasi perusahaan migas sepenuhnya menjadi tanggung jawab kontraktor dalam pemenuhannya, dan tidak dibagi dengan negara (Melli Asriani, 2008:41). Setelah masa kontrak berakhir, barang yang telah dibeli oleh kontraktor untuk melaksanakan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi harus diserahkan kepada Pemerintah dan sepenuhnya menjadi milik Pemerintah Indonesia. Hal ini diatur dalam Pasal 81 ayat (5) Peraturan Pemerintah Nomor 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi.

Menurut Pasal 31 UU Migas, dijelaskan bahwa badan usaha atau bentuk usaha tetap yang melakukan kegiatan usaha hulu wajib membayar penerimaan negara yang berupa pajak dan bukan pajak. Dijelaskan dalam Ayat (2), penerimaan negara berupa pajak yang diperoleh dari kegiatan usaha hulu migas adalah berupa pajak-pajak seperti Pajak Penghasilan, bea masuk dan pungutan lain atas impor dan cukai, serta pajak daerah dan retribusi daerah. Selain itu, Kontraktor juga akan dipungut Pajak Hulu Migas, Pajak Bumi dan Bangunan (PBB) Eksplorasi Migas, dan Pajak Pertambahan Nilai (PPn) *Reimbursement*. Sedangkan penerimaan negara bukan pajak diperoleh dari bagian atau persentase yang diterima negara dari bagi produksi, pungutan negara berupa iuran tetap dan iuran eksplorasi-eksploitasi, serta bonus-bonus. *Domestic Market Obligation* (DMO) masuk dalam penerimaan negara bukan pajak. Penerimaan-penerimaan ini nantinya akan sepenuhnya menjadi milik negara secara mutlak dan menjadi pemasukan bagi negara.

Setelah muncul Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi (UU Migas), PSC selalu dievaluasi secara periodik dan bila pada tahun berikutnya kontrak kerja sama perlu diperbarui dan disesuaikan, maka akan segera dibuat dikeluarkan kontrak kerja sama versi baru. Oleh karena itu, sejak tahun 2001 tidak ada lagi istilah generasi PSC karena dianggap PSC semestinya bersifat dinamis menyesuaikan kebutuhan jaman dan tantangan yang

terus berubah dari tahun ke tahun (A. Rinto Pudyantoro, 2013:201). Biasanya, *split* yang diterima Pemerintah antara 60%-70%. Selain itu, dalam *cost recovery* dikenal istilah *First Trach Petroleum* (FTP). FTP adalah suatu persentase yang diambil sebelum minyak dibagi sesuai *split* Pemerintah dan Kontraktor. Besar persentasenya adalah 15% untuk kawasan konvensional dan 20% untuk *frontier*.

Salah satu tujuan dari penyelenggaraan kegiatan usaha migas adalah untuk memenuhi kebutuhan migas dalam negeri. Dalam kontrak migas antara Pemerintah dengan Kontraktor, tujuan ini diwujudkan dengan adanya klausula mengenai DMO. DMO merupakan kewajiban dari kontraktor untuk menjual bagian minyak dari kontraktor untuk kebutuhan dalam negeri dengan harga di bawah harga pasar. Dalam PP Kegiatan Hulu Migas, dijelaskan dalam Pasal 46 ayat (1) bahwa Kontraktor wajib ikut bertanggung jawab dalam menyediakan kebutuhan migas dalam negeri. Tujuan dari adanya DMO ini adalah membantu pemerintah untuk menyediakan minyak untuk rakyat.

Dalam UU Migas, DMO diatur dalam Pasal 22 ayat (1) yang berbunyi "*Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap wajib menyerahkan paling banyak 25% (dua puluh lima persen) bagiannya dari hasil produksi Minyak Bumi dan/atau Gas Bumi untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri*". Ketentuan ini lalu diubah menjadi sebesar 25% (dua puluh lima persen) dengan dikeluarkannya Putusan MK No. 002/PUU-I/2003 pada tanggal 21 Desember 2004. Dalam PP Kegiatan Hulu Migas, besaran DMO juga diatur dalam Pasal 46 ayat (3) sebesar 25% dari bagian migas yang diperoleh Kontraktor.

Sebelum tahun 1988, harga DMO minyak adalah US\$0,20/Bbl. Setelah tahun 1988, harga jual DMO didasarkan pada prosentase atas *market price* (10-15% untuk kontrak konvensional dan 25% untuk *frontier area*). Setelah UU Migas tahun 2001, harga DMO minyak adalah 25% dari ICP (Ety Syamsiyah Ariyati, 2010:59). Harga DMO 25% dari ICP ini hanya berlaku selama 5 tahun awal. Setelah itu, harga DMO menjadi *full ICP*.

Semakin lama, aktivitas eksplorasi di Indonesia semakin menurun. Berdasarkan data, aktivitas eksplorasi rendah selama periode itu dimulai setelah Undang-Undang Indonesia Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi di Indonesia baru saja diluncurkan. Pemerintah akhirnya membuat suatu skema baru yang diberi nama *Gross Split* melalui Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 8 Tahun 2017 tentang Kontrak Bagi Hasil *Gross Split*, yang lalu diubah menjadi Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 52 Tahun 2017 (selanjutnya disebut PERMEN *Gross Split*). Alasan utama kebijakan ini adalah untuk meningkatkan efisiensi dan efektifitas produksi terpisah antara Pemerintah dan Kontraktor. Pemerintah Indonesia juga berharap bahwa peraturan baru ini akan memberikan kegiatan eksplorasi yang lebih tinggi untuk meningkatkan total produksi minyak dan gas (MJ Giranza dan A Bergmann, 2017:1). Selain itu, hal ini juga dilakukan guna untuk mengurangi beban *cost recovery* yang selama ini ditanggung oleh Anggaran Pendapatan dan

Belanja Negara (APBN). Dengan terbitnya aturan ini maka diharapkan dapat mendorong minat investasi hulu migas (Adianto Lumbantobing, 2018:79).

Tidak seperti Kontrak Bagi Hasil *Cost Recovery*, Kontrak Bagi Hasil *Gross Split* tidak memiliki mekanisme modal yang akan dikembalikan kelak saat kegiatan hulu sudah dilakukan. Modal yang dibutuhkan untuk operasi kegiatan hulu harus didanai sepenuhnya oleh kontraktor, termasuk risiko operasi kegiatan hulu harus ditanggung sepenuhnya oleh KKKS. Sebagai kompensasi, biaya operasi yang dikeluarkan oleh KKKS dapat diperhitungkan sebagai pengurangan kewajiban pajak penghasilan Kontraktor (Elizabeth Jessica, 2017:6). Ada beberapa ketentuan yang membedakan sistem *cost recovery* dan *gross split*. Ketentuan-ketentuan tersebut adalah mengenai *split* Pemerintah dan Kontraktor serta munculnya *variable split* dan *progressive split*.

Dalam Pasal 5 PERMEN *Gross Split*, terdapat aturan baru dalam dunia migas yaitu mengenai penetapan besaran *base split* antara Pemerintah dengan Kontraktor. Ditetapkan persentase bagi hasil antara Pemerintah dengan Kontraktor sebesar 57 : 43 untuk minyak bumi dan 52 : 48 untuk gas bumi. Persentase yang didapatkan Kontraktor bisa terbilang cukup besar dibandingkan ketika menggunakan sistem *cost recovery* yang hanya pada kisaran 30%. Melalui persentase ini, Pemerintah berharap investor akan tertarik untuk berinvestasi di bidang pertambangan migas di Indonesia dan juga Kontraktor yang hendak memperpanjang kontrak tertarik untuk beralih ke sistem *gross split*.

Bagian Kontraktor sesuai *base split* yang ditentukan dalam PERMEN *Gross Split* tersebut bisa meningkat. Penambahan persentase Kontraktor didasarkan atas *variable split* (komponen variabel) dan *progressive split* (komponen progresif). Kedua komponen ini diatur dalam Pasal 6 ayat (2) dan ayat (3), seperti yang sudah Penulis jelaskan di Bab II. Beberapa contoh dari penerapan Pasal tersebut dalam penyelenggaraan usaha hulu migas saat ini adalah Kontraktor KKS akan mendapatkan tambahan *split* jika wilayah kerjanya memiliki tingkat kesukaran yang besar. Kontraktor KKS juga akan mendapat tambahan *split* jika persentase penggunaan komponen lokal lebih besar. Adapun yang masuk dalam 10 variabel *split* yakni, status Wilayah Kerja (WK), lokasi WK (*onshore*, *offshore*, atau *remote area*), kedalaman *reservoir*, infrastruktur pendukung, tingkat kandungan CO₂ (karbon dioksida), tingkat kandungan H₂S (sulfur), spesifikasi *gravity*, komponen lokal, dan fase produksi. Sedangkan komponen yang masuk *progressive split* adalah harga minyak dan kumulatif produksi (Buletin SKK Migas, Februari 2017).

Dalam Pasal 17 PERMEN *Gross Split* dijelaskan bahwa salah satu kewajiban Kontraktor adalah untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri yaitu sebesar 25% bagiannya dari hasil produksi minyak dan/atau gas bumi. Ketentuan mengenai DMO juga bisa ditemukan dalam Pasal 17 ayat (2) Peraturan Pemerintah Nomor 53 Tahun 2007 tentang Perlakuan Perpajakan pada Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi dengan Kontrak Bagi Hasil *Gross Split*. Besaran DMO juga diatur

dalam PSC yang ditandatangani oleh Pemerintah dan Kontraktor. Disitu diatur, bahwa besaran DMO untuk sistem *gross split* adalah sebesar 25% (dua puluh lima persen) dari *split* Kontraktor dikalikan *gross production*.

D. Kesimpulan

Perbandingan antara sistem *cost recovery* dan sistem *gross split* adalah seperti di bawah ini:

	<i>Cost Recovery</i>	<i>Gross Split</i>
Jangka Waktu	30 tahun (termasuk eksplorasi 6 tahun dan dapat diperpanjang maksimal 4 tahun) dan dapat diperpanjang 20 tahun	30 tahun (termasuk eksplorasi 6 tahun dan dapat diperpanjang maksimal 4 tahun) dan dapat diperpanjang 20 tahun
Persentase <i>Split</i>	Tergantung perjanjian. Bagian Pemerintah berkisar 60%-70%	57 : 43 untuk minyak bumi 52 : 48 untuk gas
Pengembalian biaya operasi	Mencapai 100%	Tidak ada
DMO	25% dari bagian Kontraktor	25% dari bagian Kontraktor
Harga DMO	25% dari ICP pada 5 (lima) tahun awal, setelah itu <i>full ICP</i>	<i>Full ICP</i>
FTP	a. 15% untuk Konvensional b. 20% untuk <i>frontier</i>	Tidak ada

E. Saran

Pengawasan dalam melakukan pengelolaan hulu migas sebaiknya semakin diperketat untuk menghindari adanya kecurangan dari pihak-pihak tertentu, seperti yang dialami pada saat menggunakan sistem *cost recovery*. Selain itu diubahnya sistem *cost recovery* menjadi *gross split* perlu dimanfaatkan sebaik mungkin untuk meningkatkan eksplorasi dan eksploitasi migas di Indonesia agar keuntungan yang didapatkan bisa semaksimal mungkin.

DAFTAR PUSTAKA

- A Rinto Pudyantoro. 2016. *Dialog: Tanya-Jawab Migas*. Yogyakarta: UP 45 Press.
- Adianto Lumbantobing. 2018. *Kajian Hukum terhadap Kontrak Bagi Hasil (Production Sharing Contract) yang Dilakukan Perusahaan Pertambangan*

Ditinjau dari Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi. Universitas Sumatera Utara.

- Elizabeth Jessica Leanora Sadik. 2017. *Analisis Yuridis-Normatif terhadap Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 8 Tahun 2017 tentang Kontrak Bagi Hasil Gross Split*. Bandung: Fakultas Hukum Universitas Parahyangan.
- M J Giranza dan A Bergmann. 2017. "Indonesia's New Gross Split PSC: is it More Superior than the Previous Standard PSC?". Diakses dari <https://www.researchgate.net/publication/321938829>.
- Melli Asriani. 2008. *Implementasi Pajak Pertambahan Nilai Ditanggung Pemerintah atas Impor Barang untuk Eksplorasi Minyak dan Gas Bumi*. Depok: Fakultas Ilmu Sosial dan Ilmu Politik Universitas Indonesia.
- Satini. 2016. "Peranan Perusahaan Migas Nasional terhadap Ketersediaan Energi Indonesia (Study di Perusahaan PT. Bahtera Abadi Gas Kabupaten Tuban)". *Justitiable*. Vol. 2, No. 2. Bojonegoro: E-Jurnal Universitas Bojonegoro.
- Buletin SKK Migas bulan Februari 2017.
- Undang-Undang Dasar Negara Republik Indonesia Tahun 1945.
- Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi.
- Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Alam Nomor 8 Tahun 2017 tentang *Gross Split*;
- Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Alam Nomor 52 Tahun 2017 tentang Perubahan Atas Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Alam Nomor 8 Tahun 2017 tentang *Gross Split*;
- Peraturan Pemerintah Nomor 53 Tahun 2017 tentang Perlakuan Perpajakan pada Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi dengan Kontrak Bagi Hasil *Gross Split*.