

TANTANGAN KEEKONOMIAN KONTRAK BAGI HASIL *GROSS SPLIT* DAN *COST RECOVERY*. STUDI KASUS LAPANGAN GAS *OFFSHORE* DI SUMATERA BAGIAN UTARA

(*ECONOMIC CHALLENGING FOR GROSS SPLIT AND COST RECOVERY PRODUCTION SHARING CONTRACT.*

CASE STUDY: GAS OFFSHORE FIELD. NORTH PART OF SUMATERA, INDONESIA)

Wiwiek Jumiati¹ dan Danang Sismartono²

¹Institut Teknologi Sains Bandung (ITSB)

Jl. Ganesha Boulevard LOT-A1 CBD Kota Deltamas, Cikarang Pusat KM. 37, Kabupaten Bekasi

²Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS"

Jl. Ciledug Raya Kav.109, Cipulir, Kebayoran Lama, Jakarta Selatan

Telepon: +62-21-7394422, Fax.: +62-21-7246150

E-mail: wiwiek.jumiati@itsb.ac.id; danang.sismartono@esdm.go.id

Teregistrasi I tanggal 23 Mei 2018; Diterima setelah perbaikan tanggal 4 Juni 2018;

Disetujui terbit tanggal: 31 Agustus 2018.

ABSTRAK

Pengusahaan minyak dan gas (migas) di Indonesia menggunakan *Production Sharing Contract* (PSC) dengan skema *Cost Recovery* sejak tahun 1966 sampai akhir Desember 2016 diberlakukan berdasarkan Peraturan Pemerintah Nomor 79 tahun 2010 yang bertujuan agar sumber daya migas kepemilikannya tetap dikuasai oleh negara. Pada tanggal 16 Januari 2017 Kementerian ESDM melalui Peraturan Pemerintah Nomor 27 Tahun 2017 melakukan perubahan PSC dari *Cost Recovery* menjadi *Gross Split* untuk mengefisienkan anggaran belanja Kontraktor. Pada skema *cost recovery* bagi hasil minyak antara Pemerintah dan Kontraktor adalah 85%:15% sedangkan untuk gas adalah 70%:30%. Khusus untuk Pertamina sebagai Perusahaan Migas Nasional, diberikan bagi hasil minyak dan gas dengan perbandingan 60%:40%. Bagi hasil tersebut merupakan bagi hasil bersih setelah dikurangi biaya-biaya yang dikeluarkan oleh Kontraktor. Pada skema *Gross Split* bagi hasil antara Pemerintah dan Kontraktor adalah 57%:43% (*base split*) untuk produksi minyak. Untuk produksi gas adalah 52%:48% dengan Pemerintah tidak menanggung biaya-biaya yang diperlukan untuk produksi migas. Penelitian dilaksanakan dengan tujuan untuk mengevaluasi keekonomian, kelebihan dan kekurangan kedua jenis PSC tersebut dengan mengambil contoh kasus pada Lapangan Gas *offshore*. Hasil penelitian diharapkan dapat memberikan gambaran mengenai tantangan penerapan skema *Gross Split* dan *Cost Recovery* bagi pelaku industri hulu migas. Kegiatan penelitian mencakup telaah pustaka, analisis pendahuluan, pengambilan data KKKS, pemodelan tekno-ekonomi skema *Gross split* dan *Cost recovery* serta analisis hasil perhitungan yang diperoleh. Hasil penelitian menunjukkan bahwa indikator keekonomian hulu pada skema *Gross Split* menunjukkan hasil yang kurang atraktif jika dibandingkan dengan skema *Cost Recovery* pada pengembangan Lapangan *Frontier* namun nilai tersebut sensitive perubahannya terhadap peningkatan produksi dan efisiensi biaya yang dapat dilakukan Kontraktor. Peningkatan daya tarik bagi investor hulu migas khususnya pada pengembangan Lapangan *Frontier* dengan skema *Gross Split* masih lebih menarik dengan pemberian insentif jika terjadi risiko *dry hole* atau pemberian data eksplorasi yang lebih banyak yang dilakukan peneliti.

Kata Kunci: *cost recovery*, *gross split*, PSC, KKKS, pemerintah.

ABSTRACT

Oil and gas exploitation in Indonesia uses a Production Sharing Contract (PSC) with the Cost Recovery mechanism from 1966 until the end of December 2016 based on Government Regulation Number 79 of 2010 which aims to keep oil and gas resources owned by the state. On January 16, 2017 the Ministry of Energy and Mineral Resources through Government Regulation Number 27 of 2017 changed the PSC from Cost Recovery to Gross Split to streamline the Contractor's budget. The cost recovery scheme for oil-based revenue sharing between the Government and the Contractor is 85%: 15% while for gas is 70%: 30%. Especially for Pertamina as a National Oil and Gas Company, oil and gas profit sharing is given with a ratio of 60%: 40%. The profit sharing is net profit sharing after deducting investment contractor. Gross Split profit sharing between the Government and Contractors is 57%: 43% for oil production and 52%: 48% for gas production as base split sharing. The research was carried out with the aim of evaluating the economics, the advantages and disadvantages of the two types of PSC by taking a sample case in the Offshore Gas Field. The results of the study are expected to provide an overview of the challenges of implementing the Gross Split and Cost Recovery in upstream oil and gas industry. The research activities included literature review, preliminary analysis, KKKS data collection, techno-economic modeling as well as analysis of the results of calculations obtained for both PSC. The results showed that the upstream economic indicators in the Gross Split mechanism showed less attractive results compared to the Cost Recovery scheme in the development of Frontier Fields, but the value was sensitive to changes in the increase in production and cost efficiency that the Contractor could do. The attraction for upstream oil and gas investors, especially in the development of Frontier Fields with the Gross Split scheme, is still more attractive with the provision of incentives if there is a risk of dry holes or give more exploration data from the researchers.

Kata Kunci: *cost recovery, gross split, PSC, KKKS, government.*

I. PENDAHULUAN

Sampai saat ini, 83 % kebutuhan energi dunia didominasi energi fosil. Kenyataan tersebut tentunya memaksa para pelaku industri di bidang migas untuk mengembangkan kegiatan eksplorasi dan pengembangan sumber daya hidrokarbon. Indonesia merupakan salah satu negara yang memiliki cadangan minyak bumi dan gas bumi (migas). Hal tersebut menjadikan Indonesia sebagai tujuan investor untuk berinvestasi di sektor migas.

Untuk dapat melakukan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi (hulu) migas di Indonesia diatur oleh pemerintah melalui sebuah kontrak kerjasama antara pemerintah dan kontraktor. Hal ini dilakukan sesuai dengan amanat UUD 1945 pasal 33 yang menyatakan bahwa pengusahaan migas digunakan sebesar-besarnya untuk kemakmuran rakyat.

Pada dasarnya kontrak-kontrak migas di dunia terdiri atas konsesi dan PSC (*production sharing contract*). Dalam konsesi atau kontrak karya, negara menjamin kontraktor memiliki hak eksplorasi, pengembangan serta produksi eksklusif untuk setiap penemuan komersial. PSC atau kontrak bagi hasil pada prinsipnya sharing atau membagi produksi antara kontraktor sebagai pemberi jasa dan pemerintah sebagai pemilik asset.

Aturan mengenai kegiatan tambang di Indonesia lahir pada tahun 1899 pada saat jaman kolonialisme Belanda yaitu *Indische Mijn Wet* (IMW). Pemerintah

Hindia Belanda menyatakan penguasaan mereka atas mineral dan logam di Indonesia. Bung Karno mengubah bentuk kontrak penguasaan migas dengan sistem konsesi setelah itu melalui UU Nomor 44 tahun 1960 dan UU Nomor 14 tahun 1963 sistem konsesi diganti dengan sistem kontrak karya. Sistem perjanjian karya ternyata tidak begitu menarik bagi kontraktor karena dianggap belum memenuhi keuntungan dua pihak karena keinginan pemerintah untuk melakukan nasionalisasi pada perusahaan migas kala itu. Hingga kemudian tahun 1966 Ibnu Sutowo memperkenalkan konsep bagi hasil dalam kontrak kerjasama kontraktor migas dan pemerintah dalam hal eksplorasi dan eksploitasi migas di Indonesia.

Perjanjian bagi hasil atau *Production Sharing Contract* (PSC) tetap digunakan hingga kini dan telah mengalami 3 kali perubahan sejak awal diterapkan. Pembagian pemerintah dengan Kontraktor Kontrak Kerjasama (KKKS) migas adalah 85% berbanding 15% untuk minyak bumi dan 70% dan 30% untuk gas bumi. Sistem bagi hasil antara Pemerintah dengan KKKS terjadi setelah sebelumnya dikurangi dengan cost recovery berdasarkan PP Nomor 79 tahun 2010. Cost Recovery adalah pengembalian biaya eksplorasi dan eksploitasi migas dari Pemerintah kepada (KKKS). *Cost recovery* tersebut dibayarkan dalam bentuk produksi migas, yang dinilai dengan *Weighted Average Price* (WAP), yaitu harga rata-rata tertimbang dihitung berdasarkan nilai lifting

selama satu tahun dibagi dengan jumlah satuan *lifting* selama periode yang sama. Dapat juga dikatakan bahwa *cost recovery* adalah biaya yang dibayarkan Pemerintah kepada kontraktor sebagai penggantian biaya produksi dan investasi selama proses eksplorasi, eksploitasi dan pengembangan blok migas yang tengah dikerjakan.

Pada 16 Januari 2017, pemerintah Indonesia melakukan perubahan kontrak kerjasama PSC sistem *cost recovery* yang diberlakukan sebelumnya untuk lapangan konvensional minyak dan gas dengan peraturan pemerintah (PP) Nomor 8 tahun 2017 yang bertujuan untuk mengefisienkan anggaran dengan sistem *gross split*. Perubahan kontrak ini otomatis menghapus sistem lama *cost recovery*. Apakah *gross split* tetap akan memacu investasi terutama pada *frontier area*?

Ruang lingkup makalah penelitian dibatasi pada studi salah satu lapangan gas *offshore* di Indonesia. Analisis yang dilakukan dari sudut pandang sisi kontraktor migas baik dari pihak swasta maupun perusahaan migas nasional dan dari pihak pemerintah.

II. BAHAN DAN METODE

Metodologi yang digunakan adalah Penelitian ini adalah:

1. Melakukan telaah pustaka: pada tahapan ini dilakukan telaah secara menyeluruh terhadap jurnal, buku, literature dari internet, laporan penelitian dan Undang-Undang beserta turunannya mengenai kontrak kerja migas, *cost recovery* dan *gross split*.
2. Analisis Pendahuluan: pada tahap berikutnya adalah melakukan kajian perhitungan system *cost recovery* dan *Gross split* berdasarkan peraturan dan ketentuan yang ada serta mengakomodir pendapat dari beberapa professional di bidang ekonomi migas.
3. Pengumpulan data: sumber data yang digunakan berasal dari Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) pada Lapangan gas *offshore* di Sumatera Bagian Utara
4. Perancangan Studi: Selanjutnya data studi kasus lapangan *offshore* Sumatera Bagian Utara yang diperoleh dilakukan perhitungan keekonomian untuk aturan sistem *cost recovery* dan *gross split* dari variable respon yaitu variable dependen yang diukur berdasarkan perlakuan yang diberikan meliputi *split* pendapatan pemerintah dan pendapatan dua jenis kontraktor yaitu kontraktor

swasta dan kontraktor PERUSAHAAN MIGAS NASIONAL. Pendapatan yang dianalisis meliputi FTP20%, *split* gas, minyak dan sulfur, pajak kontraktor, *gross revenue*, *cash flow* dan *pay out time* (POT).

5. Analisis hasil yang diperoleh selama kajian mengenaipersamaan, perbedaan serta perhitungan pada sistem kontrak *cost recovery* dan *gross split* kemudian dari hasil yang diperoleh dapat dianalisa bagaimana pandangan penulis terhadap kontraktor dan pemerintah mengenai sistem *gross split* untuk gas bumi di *frontier area*.

III. HASIL DAN DISKUSI

A. Perbedaan Sistem Kontrak PSC *Gross Split* dan *Cost Recovery*

Sistem kontrak *Cost Recovery* (CR) diatur oleh Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi. Minyak bumi yang dihasilkan akan dibagi antara pemerintah dengan kontraktor swasta dengan pembagian sebesar 85%:15% sedangkan Gas bumi yang dihasilkan akan dibagi dengan perbandingan persentase sebesar 70%:30%. Komponen yang mempengaruhi bagi hasil produksi migas adalah *Gross Revenue*, *First Tranche Petroleum*, *Investment Credit* dan *Cost Recovery*. Besarnya *cost recovery* mempengaruhi seberapa besarnya bagian pemerintah dan kontraktor. Pada sistem *cost recovery* telah mengalami 3 kali perubahan. Pada generasi pertama jumlahnya dibatasi sampai 40% hasil produksi. Pada generasi kedua jumlahnya tidak dibatasi yang ditujukan untuk meningkatkan investasi di bidang migas. Pada kondisi ini ternyata mengakibatkan bagi hasil tidak menentu bahkan bisa menjadi nol jika harga minyak bumi sangat rendah sehingga biaya *cost recovery* akan jauh lebih besar dibandingkan hasil produksi. Setelah itu sistem *cost recovery* diubah kembali pada generasi ke-3. Pada generasi ini diberikan batasan kembali dengan menggunakan 4 variabel antara lain *Gross Revenue*, *First Tranche Petroleum*, *Investment Credit* dan *Cost Recovery*. *Gross Revenue* (GR) merupakan penghasilan kotor dari hasil produksi migas yang dijual sebelum dikurangi biaya lain-lain. *First Tranche Petroleum* (FTP) merupakan hasil produksi migas yang besarnya 20% merupakan bagian pemerintah yang diperoleh sebelum sistem bagi hasil diterapkan. Tentu saja batasan pada FTP akan memberikan keuntungan bagi pemerintah dan mungkin menjadi kendala minat investasi migas. Pembatasan yang ketiga adalah *Investment Credit* (IC). Biaya IC meliputi biaya *capital* dan *non capital*

untuk beberapa fasilitas pengembangan lapangan migas dengan beberapa persyaratan. Nilai investasi kredit ini harus dapat diperkirakan dari hasil produksi yang dihasilkan jika tidak maka dapat dipastikan tidak dapat dikembalikan sepenuhnya dan tentu saja berdampak jumlah bagi hasil yang tidak menentu untuk kontraktor dan pemerintah. Terakhir adalah *Cost Recovery* untuk pengembalian biaya eksplorasi dan eksploitasi migas yang meliputi biaya investasi dan operasi yang dikembalikan pemerintah kepada kontraktor. Nilai pengembalian diambil dari jumlah hasil produksi dan banyaknya jumlah CR berdampak pada *split* antara pemerintah dan kontraktor.

Gross split (GS) merupakan skema baru bagi hasil dalam kontrak kerjasama lapangan minyak dan gas yang dikeluarkan pemerintah berdasarkan pada Permen Nomor 08 tahun 2017. Pada Skema *gross split*, hasil produksi yang diperoleh pada lapangan minyak dan gas langsung dibagi menjadi bagian pemerintah dan kontraktor. Bagian kontraktor dipengaruhi oleh 3 hal, yaitu *base split*, komponen variabel dan komponen progresif. *Base split* untuk minyak adalah 57% bagian pemerintah dan 43% bagian kontraktor sedangkan untuk gas dan sulfur adalah 52% berbanding 48%. Terdapat komponen variabel dan progresif sebagai koreksi split pada model kontrak tsb. Komponen variabel meliputi status lapangan, lokasi lapangan, ketersediaan infrastruktur pendukung, kedalaman reservoir,

kondisi reservoir, kondisi CO₂, kandungan H₂S, berat jenis minyak bumi (API), tingkat komponen dalam negeri (TKDN) dan tahapan produksi. Komponen progresif penambahan split dipengaruhi oleh harga minyak dan kumulatif produksi. Pada lapangan gas *offshore* Sumatera Bagian Utara yang menjadi kajian pada penelitian ini menghasilkan produksi berupa gas, minyak bumi dan sulfur. Karakteristik lapangan yang dimiliki antara lain yang mempengaruhi split.

Sehingga pada studi kasus lapangan ini terdapat tambahan split bagi kontraktor sebesar 23,5% sehingga pembagian hasil untuk minyak adalah 33,5%;66,5% dan untuk gas dan sulfur sebesar 28,5%;71,5% untuk pemerintah dan KKKS.

Gross Split PSC *Gross Split* meringankan administrasi kerja pada pemerintah dibandingkan PSC *Cost Recovery* karena fungsi pemerintah dalam hal ini SKK Migas dalam monitoring proyek lebih mudah karena pemerintah tidak perlu memberikan *approval* untuk setiap *work program and budget* yang dilakukan kontraktor. Berdasarkan referensi Komite Nasional Eksplorasi persetujuan WP & B dapat mencapai 1-2 tahun, sehingga *gross split* PSC memberikan peraturan dan birokrasi yang lebih mudah dibandingkan *cost recovery* PSC.

Penggunaan skema *gross split* menuntut efisiensi bagi KKKS. Penetapan biaya KKKS dan SKK migas inilah yang selalu diperdebatkan saat skema

Tabel 1
Komponen variabel dan progresif pada lapangan *frontier offshore* gas di Sumatera Bagian Utara

Komponen Variabel	Tambahan Split:
1. Status lapangan: POD I	+5%
2. Lokasi lapangan: offshore (0h-20)	+8%
3. Kedalaman reservoir: h-2500 m	0
4. Ketersediaan Infrastruktur pendukung: New Frontier Offshore	+2%
5. Jenis reservoir : Konvensional	0
6. Kandungan CO ₂ : 32%	+1,5%
7. Kandungan H ₂ S : 150000 ppm	+5%
8. Berat jenis minyak bumi (API) > 25	0
9. Tingkat Komponen Dalam Negeri (TKDN): 35%	2%
10. Tahapan Produksi: primer	0
Komponen Progresif	
1. Harga Minyak: US\$ 70/bbl harga gas dan sulfur: US\$ 5/MMBTU dan US\$ 5/Ton	0
2. Kumulatif Produksi: 1100 MMBOE	0

cost recovery *PSC*, Tarik menarik aturan memakan waktu yang tidak sebentar bisa memakan jangka waktu tahunan. Penggunaan skema *gross split* menuntut efisiensi bagi KKKS. Semakin besar biaya operasi yang dikeluarkan, maka semakin kecil juga keuntungan bagi KKKS. Dengan bagi hasil di awal tanpa pengurangan beban *cost*.

Saat ini, tanpa *cost recovery*, APBN tidak akan terusik lagi. Di sisi lain, para kontraktor juga justru mendapatkan keuntungan besar jika bisa melakukan efisiensi dan penghematan. Bahkan, skema *gross split* ditegaskan tidak akan menghilangkan kendali negara karena penentuan wilayah kerja di tangan negara dan pembagian hasil ditentukan negara.

B. PSC pada Lapangan *Frontier* Indonesia

Simulasi pada studi kasus lapangan *frontier* ini dilakukan pada lapangan *offshore* dengan produksi utama gas dan dihasilkan produk kondensat dan sulfur berlokasi di Sumatera Bagian Utara. Lapangan ini disimulasikan selama 23 tahun. Berdasarkan data yang diperoleh pada lapangan tersebut pada saat sistem *cost recovery* digunakan oleh kontraktor, kemudian dilakukan perhitungan *split* menggunakan skenario *gross split* dan skenario *cost recovery* dengan dua perbedaan kontraktor yaitu swasta dan perusahaan migas nasional.

Perbandingan perhitungan *split* yang diperoleh pemerintah dan kontraktor swasta pada sistem *cost recovery* disajikan pada Tabel 2. Perbandingan perhitungan *split* yang diperoleh pemerintah dan kontraktor perusahaan migas nasional pada sistem

cost recovery disajikan pada tabel 3 dan perhitungan *split* yang diperoleh pemerintah dan kontraktor (swasta maupun perusahaan migas nasional) dengan sistem *gross split* disajikan pada tabel 4. Tabel 5 menunjukkan waktu pengembalian biaya pada kedua perbedaan kontrak.

Dari ketiga Tabel 2, 3 dan 4 terlihat bahwa *cash flow* kontraktor swasta lebih menguntungkan pada skema *PSC gross split* sedangkan *cash flow* kontraktor perusahaan migas nasional akan lebih menguntungkan pada skema *cost recovery*. Hal tersebut disebabkan oleh persentase *split* yang berbeda pada skema kedua sistem kontrak. Pada skema sistem *cost recovery* menggunakan presentase pembagian yang sama untuk berbagai kondisi lapangan yaitu 15% : 85% untuk minyak dan 30%:70% untuk gas dan sulfur. Kontraktor perusahaan migas nasional mendapatkan presentase yang lebih besar yaitu 40%:60% untuk minyak, gas dan sulfur sedangkan pada skema *gross split* presentase pembagian untuk minyak sebesar 0,665:0,335 dan untuk gas dan sulfur sebesar 0.715:0.285 untuk bagian kontraktor berbanding pemerintah. Pada Tabel 5 terlihat pada waktu pengembalian modal bahwa untuk sistem *cost recovery* lebih cepat dibandingkan sistem *gross split*. Berdasarkan data analisis di atas, tentu saja untuk kondisi lapangan *frontier* seperti ini kontraktor swasta akan lebih memilih menggunakan kontrak sistem *gross split* karena selain memperoleh *split* yang lebih besar juga proses administrasi pengajuan sebelum kegiatan eksplorasi dan eksploitasi dilakukan memakan waktu yang lama apabila menggunakan

Tabel 2
 Perbandingan *split* pemerintah dan kontraktor swasta pada *cost recovery*

Bagian kontraktor (US \$)		Bagian Pemerintah (US \$)
8.8 juta	FTP 20%	49.7 juta
-576.4 juta	Total Biaya Investasi	0
-2870.2 juta	Total Biaya Operasional	0
3446.4 juta	Cost Recovery	0
43.8 juta	Split minyak 0.15:0.85	248.3 juta
1770.4 juta	Split Gas 0.3:0.7	4130.9 juta
0.04 juta	Split sulfur 0.3:0.7	0.1 juta
1.5 juta	DMO 25%	-1.5 juta
-734.8 juta	Pajak 40.5%	734.8 juta
5260.8 juta	Gross Revenue	5114.1 juta
1079.5 juta	Cash Flow	5112.6 juta

Tabel 3
Perbandingan *split* pemerintah dan kontraktor perusahaan migas nasional pada *cost recovery*

Bagian kontraktor (US \$)		Bagian Pemerintah (US \$)
23.4 juta	FTP 20%	35.1 juta
-576.4 juta	Total Biaya Investasi	0
-2870.2 juta	Total Biaya Operasional	0
3446.6 juta	Cost Recovery	0
116.9 juta	<i>split</i> dari minyak 0.4:0.6	175.3 juta
2360.5 juta	<i>split</i> Gas 0.4:0.6	3540.7 juta
0.06 juta	<i>split</i> sulfur 0.4:0.6	0.09 juta
4.1 juta	DMO 25%	-4.1 juta
-1003.4 juta	Pajak 40.5%	1003.4 juta
5924.0 juta	Gross Revenue	4719.5 juta
3480.8 juta	Cash Flow	4715.4 juta

Tabel 4
Perbandingan *split* pemerintah dan kontraktor
(swasta dan perusahaan migas nasional) pada sistem *gross split*

Bagian Kontraktor (US \$)		Bagian Pemerintah (US \$)
194.3 juta	Split Minyak 0.665:0.335	97.9 juta
6683.7 juta	Split Gas 0.715:0.285	2664.1 juta
0.1 juta	Split Sulfur 0.715:0.285	0.04 juta
- 576.4.0 juta	Total Biaya Investasi	0
-2870.2 juta	Total Biaya Operasional	0
-3446.6 juta	Total pengurangan biaya	0
-1389.8 juta	Pajak 40.5%	1389.8 juta
6878.1 juta	Gross Revenue	4151.8 juta
2041.8 juta	Cash Flow	4151.8 juta

Tabel 5
Pay Back Period (POT)

CR PSC dengan kontraktor Swasta	3,57 tahun
CR PSC dengan kontraktor Perusahaan Migas Nasional	3,41 tahun
GR PSC dengan kontraktor Swasta dan Perusahaan Migas Nasional	5,85 tahun

model kontrak *cost recovery* dan hal tersebut sesuatu yang tidak disukai pengusaha migas. Pada Kontraktor perusahaan migas nasional *cash flow* PSC sistem *cost recovery* lebih besar dibandingkan *cash flow* PSC sistem *gross split* namun perlu diperhitungkan pada perhitungan tersebut menggunakan data pada saat kontrak kerjasama yang digunakan adalah sistem *cost recovery* yang mungkin saja pada saat itu kontraktor tidak melakukan penghematan pada biaya investasi dan biaya operasional karena biayanya akan diganti oleh pemerintah. Jika kontraktor dapat meningkatkan jumlah produksi selama kontrak sistem *gross split* dan melakukan efisiensi biaya investasi dan biaya operasional dapat dipastikan *split* pendapatan yang diperoleh kontraktor perusahaan migas nasional dapat meningkat lebih tinggi. Kontraktor dengan sendirinya akan melakukan efisiensi biaya operasional dan investasi pada *gross split*, namun produksi *over limit* tanpa menghiraukan dampak lainnya akan menguras jumlah cadangan minyak dan gas di reservoir. Pada saat harga minyak rendah kontrak PSC *gross split* telah mengantisipasi dengan memberikan tambahan *split* bagi kontraktor sehingga dapat diperkirakan jika harga minyak dan gas rendah, *split* bagi kontraktor akan ditambah.

Berdasarkan data *cash flow* pemerintah pada studi kasus lapangan *frontier* dapat dilihat bahwa jumlah terbesar diurutkan pada saat kerjasama kontrak dilakukan dengan sistem *cost recovery* oleh kontraktor perusahaan migas nasional, sistem *cost recovery* oleh kontraktor swasta dan *gross split*. Walaupun nilai *cash flow* pemerintah tinggi pada saat kontrak *cost recovery* namun pada kenyataan di lapangan pemerintah yang diwakili SKK Migas harus bisa memonitoring dengan benar sehingga tidak ada kebocoran-kebocoran dimana berdasarkan data SKK Migas mulai tahun 2015 nilai *cost recovery* pada PSC *Cost recovery* lebih tinggi daripada *revenue* yang diperoleh. Untuk kasus tersebut dipastikan ada nilai investasi dan *operating cost* yang kurang efisien atau memang harga minyak dan gas bumi yang rendah. Dengan sistem kontrak PSC *gross split*, pemerintah tidak perlu melakukan *approval* terhadap WP & B sehingga dari segi administrasi bagi pemerintah maupun kontraktor sangat ringan dan tidak menghabiskan waktu yang lama. Untuk meningkatkan jumlah investasi migas yang lebih dari sejumlah lelang wilayah kerja yang belum laku, ada baiknya pemerintah menambah konstrain yaitu bisa dilakukan dengan memberikan insentif/ganti rugi bagi kontraktor yang telah melakukan pemboran eksplorasi tetapi hasilnya adalah *dry hole*.

IV. KESIMPULAN DAN SARAN

Dari hasil penelitian ini dapat disimpulkan bahwa sistem *gross split* memberikan hasil *cash flow* yang lebih tinggi untuk kontraktor swasta 89% dibandingkan sistem *cost recovery* dan kontraktor perusahaan migas nasional mendapatkan *cash flow* pada sistem *gross split* lebih rendah 41% dibandingkan sistem *cost recovery*. Pemerintah mendapatkan *cash flow* yang sedikit lebih besar pada sistem *gross split* dibandingkan sistem *cost recovery* yaitu kurang dari 20%. POT *cost recovery* sedikit lebih cepat dibandingkan POT pada *gross split*.

Besarnya *cash flow* kontraktor pada sistem *gross split* dengan hasil yang bervariasi yaitu lebih kecil dan lebih besar dibandingkan *cash flow* kontraktor pada sistem *cost recovery* mengindikasikan bahwa kembali pada sistem *cost recovery* bukan merupakan solusi yang baik karena ada bagian tidak nyaman bagi pihak kontraktor maupun pemerintah.

Saran yang dapat diberikan pada pemerintah untuk meningkatkan investasi migas di Indonesia dan membuat *gross split* lebih menarik yaitu diharapkan pemerintah bisa memberikan insentif bagi kontraktor yang telah mengeluarkan biaya investasi namun hasil yang ditemukan adalah *dry hole*, juga penyediaan data eksplorasi yang banyak dengan memberikan dana penelitian bagi para peneliti. Untuk kontraktor sendiri untuk meningkatkan jumlah *split* dapat dilakukan dengan efisiensi dan peningkatan jumlah produksi minyak dan gas.

UCAPAN TERIMA KASIH

Ucapan terima kasih kepada Ir. Ketut Sunarka MIE. yang telah memfasilitasi penulis dalam memberikan data untuk penelitian ini.

KEPUSTAKAAN

- Abidin F. et al. 2015: At an Investment Cross roads: Malaysia versus Indonesia, *SPE* 176285-MS.
- Babatola A., 2014: Ringfencing of Investment Spending and its Implications on the Profitability of Exploration and Production Projects, *SPE*-172439-MS.
- Biro Hukum Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia, 2017: Peraturan Menteri Nomor 08 tahun 2017 tentang Kontrak Bagi Hasil *Gross Split*.
- Biro Hukum Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia, 2017: Peraturan Menteri Nomor 52 tahun 2017 tentang Perubahan atas Peraturan menteri Energi dan Sumber Daya

Mineral Nomor 08 tahun 2017 Tentang Kontrak Bagi Hasil Gross Split.

- Ferdian F., Ilyas A. and Mediyanti V.**, 2014: CBM Development scenario Optimization for Production Sharing Contract, Case Study: Sumbagsel Field, *SPE* 167680.
- Giranza M.J.** et al., 2018: Indonesia's New Gross Split PSC: is it More Superior than the Previous Standar PSC?: *ICPPE*.
- Hamzah A.** et al., 2017: New Era in Oil and Gas Sector as Government Moves from Cost Recovery to Gross Spit Mechanisms, *Rajah & Tann Asia*.
- Irham S., Sibuea S.N, Danu A**, 2018: The new management policy: Indonesia PSC-Gross applied on CO2 flooding project, *IOP Conf Series: Earth and Environmental Science* 106 012108.
- Junaedi K.**, 2018: Seeking the Proper Decommissioning Method in Gross Split Era, *SPE-193963-MS*.
- Kurniawan T., Jaenudin J.**, 2017: Proposed Modification of Abandonment and Site Restoration Mechanism Gross Split PSC for Marginal Field in Indonesia, *SPE-186378-MS*.
- McQuhae, B.** et al., 2017: Indonesia's New Gross Split Production Sharing Contracts for the Oil and Gas Industri, Jones Day.
- Muscolina R., Rizzo C. A. and Mirabelli G** et al., 1993: The Cost Recovery Oil in a Production Sharing Agreement, *SPE* 25844.
- Pemerintah Republik Indonesia Biro Hukum Kementrian ESDM**, 2010: Peraturan Pemerintah nomor 79 tahun 2010 tentang Biaya Operasi yang Dapat Dikembalikan dan Perlakuan Pajak Penghasilan di Bidang Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi.
- Pemerintah Republik Indonesia**, 2017: Peraturan Pemerintah nomor 27 tahun 2017 tentang Perubahan atas Peraturan pemerintah nomor 79 tahun 2010 tentang Biaya Operasi yang dapat dikembalikan dan perlakuan Pajak Penghasilan di Bidang Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi.
- Pakonglean, A.**, 2009: Kajian Usulan Penerapan Model Kontrak Buy Back di Indonesia, Skripsi, ITS.
- Partowidagdo. W**, 2009: Migas dan Energi di Indonesia, Development studies foundation.
- Roach B., Dunstan A.**, 2018: The Indonesia PSC: the end of an era, *Journal of World Energy Law and Business*.
- Shobah, S., Widhiyanti, H., Audrey, P.**, 2017: Cost Recovery Dalam Kontrak Kerjasama Minyak dan Gas Bumi di Indonesia ditinjau dari Hukum Kontrak Internasional, Unbraw..
- Wadood S.**, 2006: Production Sharing Agreements-An Initiative to Reform, *SPE* 103603.
- Widyawan** et al. 2017: Indonesia update New Provisions on Costs Recovery and Taxes for Production Sharing Contracts. *Linklaters*.