

## PENGARUH HARGA GAS DAN KOMPONEN VARIABEL TERHADAP KEUNTUNGAN KONTRAKTOR PADA *GROSS SPLIT*

Havidh Pramadika<sup>1</sup> dan Bayu Satiyawira<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Universitas Trisakti, Jl. Kyai Tapa No.1 Grogol

<sup>2</sup>Universitas Trisakti, Jl. Kyai Tapa No. 1 Grogol

### ABSTRAK

Dengan adanya permasalahan-permasalahan yang ada dalam sistem kontrak *PSC Cost Recovery*, pemerintah merancang skema baru yaitu *PSC Gross Split*. Skema ini dirancang dalam rangka peningkatan efisiensi dan efektivitas pola bagi hasil produksi minyak dan gas bumi. Dimana dengan menerapkannya skema ini diharapkan kontraktor dapat melakukan investasinya di Indonesia secara lebih efisien, dan skema ini memberikan keleluasan serta tantangan yang besar untuk kontraktor. Sehingga apabila kontraktor dapat melakukan investasinya di Indonesia secara lebih efisien maka keuntungan yang didapatkan juga akan lebih besar. Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan didapatkan nilai NPV sebesar 28.282 MMUSD dan nilai IRR sebesar 16.684%. Sehingga pada kasus lapangan ini, dengan menggunakan sistem kontrak *PSC Gross Split* dikatakan layak. Selain itu, apabila dilihat dari segi analisis sensitivitasnya bahwa parameter yang paling mempengaruhi adalah harga gas dan komponen variabel. Suatu proyek dapat dikatakan menguntungkan atau layak apabila nilai NPV > 0 (positif), IRR > MARR, dan POT < umur proyek. Nilai MARR yang telah ditentukan yaitu sebesar 15%. Sehingga untuk parameter *variable split* memiliki nilai minimum agar tidak di bawah dari nilai MARR yaitu sebesar 17.22%. Sedangkan untuk harga gas, memiliki nilai minimum dengan persen perubahan sebesar 85%.

Kata-kata kunci: *PSC gross split, Variable Split*

### ABSTRACT

With the existing problems in *PSC contract system of Cost Recovery*, the Government is devising new schemes namely *PSC Gross Split*. The scheme is designed in order to increase efficiency and effectiveness of the pattern of results for the production of oil and natural gas. Where by applying this scheme, it is expected the contractors can do its investments in Indonesia are more efficient, and the scheme is freeing and a great challenge to the contractor so that if a contractor can do investment in Indonesia in more then the profits obtained would also be larger. Based on the results of the research that has been performed, the obtained value NPV of 28,282 MMUSD and the value of the IRR of 16,684%. So in the case of this field, using the system of contract *PSC Gross Split* is said to be worth. In addition, when viewed in terms of the analysis of the sensitivitasnya that the parameters that most affect is the price of gas and the variable component. A project can be beneficial or feasible if the value of NPV > 0 (positive), IRR > MARR, and POT > age project. The value of the specified i.e. MARR by 15%. So for the parameter *variable split* has the minimum value so as not under value MARR i.e. of 17.22%. As for the price of gas, has a minimum value with percent change of 85%.

Keywords: *PSC gross split, Variable Split*

### PENDAHULUAN

Sistem kontrak *PSC Cost Recovery* sempat memicu adanya perdebatan mengenai permasalahan pengembalian biaya operasi kepada kontraktor. Hal tersebut dituding berpotensi merugikan negara. Oleh karena itu pemerintah melalui Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) telah merancang skema baru yaitu *PSC Gross Split*. Dalam skema ini mekanisme pengembalian biaya operasi ditiadakan, sehingga kontraktor akan menanggung seluruh biaya operasi selama kegiatan operasi berlangsung dan pemerintah hanya mendapatkan pembagian produksi. Skema ini disempurnakan agar iklim investasi hulu migas di Indonesia tetap terjaga.

Dengan menerapkannya skema *PSC Gross Split* ini, kontraktor diharapkan dapat berinvestasi di Indonesia secara lebih efisien. Selain itu juga skema

ini memberikan keleluasan dan tantangan yang lebih besar kepada kontraktor. Keleluasan tersebut dimaksud dengan kontraktor dapat menentukan berapa besaran biaya operasi yang akan dikeluarkan olehnya, serta tantangan yang dimaksud yaitu kontraktor akan menanggung seluruh beban resiko selama kegiatan operasi berlangsung. Hal ini dapat diartikan apabila kontraktor dapat berinvestasi di Indonesia secara lebih efisien maka, keuntungan yang didapatkan oleh kontraktor juga akan lebih besar.

### LANDASAN TEORI

#### *Production Sharing Contract Gross Split*

Dalam rangka peningkatan efisiensi dan efektivitas pola bagi hasil produksi migas, pemerintah telah menetapkan bentuk dan

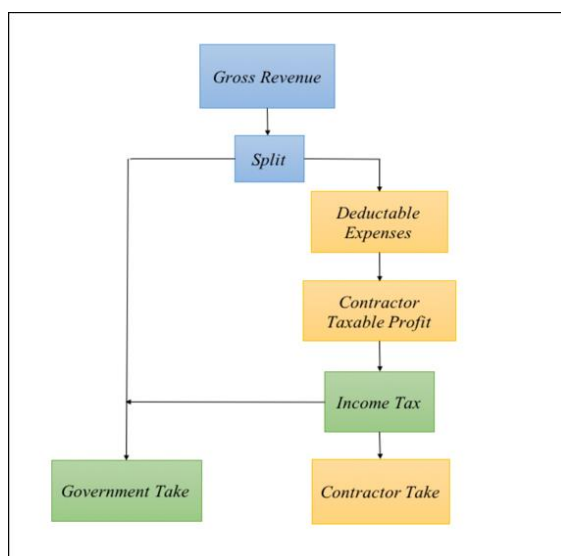
ketentuan-ketentuan pokok kontrak bagi hasil tanpa mekanisme pengembalian biaya operasi. Kontrak bagi hasil *Gross Split* merupakan suatu kontrak bagi hasil berdasarkan prinsip pembagian *gross* produksi tanpa mekanisme pengembalian biaya operasi. Dari definisi tersebut dapat disimpulkan bahwa instrumen baru ini tetap menggunakan konsep kontrak bagi hasil yang sebelumnya. Namun, yang membedakannya adalah pembagian produksi dilakukan secara *gross*. Dalam konsep kontrak bagi hasil yang sebelumnya, pembagian produksi dilakukan secara *net* setelah dikurangi dengan biaya operasi. Selanjutnya, dihilangkannya mekanisme pengembalian biaya operasi. Dalam kontrak bagi hasil yang sebelumnya, biaya operasi yang telah dikeluarkan oleh Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) akan digantikan oleh pemerintah nantinya.

Adapun beberapa tujuan dari sistem kontrak PSC *Gross Split* antara lain :

1. Mendorong usaha eksplorasi dan eksploitasi yang lebih efektif dan cepat.
2. Mendorong kontraktor agar melakukan investasinya secara lebih efisien, sehingga lebih mampu menghadapi fluktuasi harga minyak dari waktu ke waktu.
3. Mendorong kontraktor untuk mengelola biaya operasi dan investasinya dengan berpihak kepada sistem keuangan korporasi bukan sistem keuangan negara.

Skema *Gross Split* ini tidak akan menghilangkan kendali negara karena penentuan wilayah kerja ada ditangan negara, kapasitas produksi dan *lifting* ditentukan oleh negara, dan pembagian hasil ditentukan oleh negara.

Berikut adalah skema PSC *Gross Split* berdasarkan Peraturan Menteri ESDM tahun 2017 :



Gambar 2.1 Skema PSC *Gross Split* (Tahar, 2017)

Dalam skema ini tidak lagi melibatkan komponen *cost recovery*. Sehingga, kontraktor akan menanggung seluruh biaya operasi hulu migas selama kegiatan operasi berlangsung dan pemerintah hanya mendapatkan pembagian produksi.

*Contractor Split* dapat diperoleh dari hasil penjumlahan *base split*, *variable split*, dan *progressive split*. Berikut adalah tabel *base split*, *variable split*, dan *progressive split* berdasarkan Peraturan Menteri ESDM RI Nomor 52 Tahun 2017:

Tabel 2.1 *Base Split*

|               | Pemerintah | Kontraktor |
|---------------|------------|------------|
| <b>Minyak</b> | 57%        | 43%        |
| <b>Gas</b>    | 52%        | 48%        |

Tabel 2.2 *Variable Split*

|    | Karakteristik                               | Parameter                    | Split Bagian Kontraktor (%) |
|----|---|------------------------------|-----------------------------|
| 1  | <b>Status Lapangan</b>                      | POD I                        | 5%                          |
|    |   | POD II                       | 3%                          |
|    |   | No POD                       | 0%                          |
| 2  | <b>Lokasi Lapangan</b>                      | Onshore                      | 0%                          |
|    |   | Offshore (0<h≤20 m)          | 8%                          |
|    |   | Offshore (150<h≤1000m)       | 14%                         |
|    |   | Offshore (>1000m)            | 16%                         |
| 3  | <b>Kedalaman Reservoir</b>                  | ≤2500m                       | 0%                          |
|    |   | >2500                        | 1%                          |
| 4  | <b>Ketersediaan Infrastruktur Pendukung</b> | <i>Well developed</i>        | 0%                          |
|    |   | <i>New Frontier Offshore</i> | 2%                          |
|    |   | <i>New Frontier Onshore</i>  | 4%                          |
| 5  | <b>Jenis Reservoir</b>                      | Conventional                 | 0%                          |
|    |   | Non                          | 16%                         |
|    |   | Conventional                 | 16%                         |
| 6  | <b>Kandungan CO<sub>2</sub> (%)</b>         | <5%                          | 0%                          |
|    |   | 5%≤x<10%                     | 0.5%                        |
|    |   | 40%≤x<60%                    | 2%                          |
|    |   | x≥60%                        | 4%                          |
| 7  | <b>Kandungan H<sub>2</sub>S (ppm)</b>       | <100                         | 0%                          |
|    |   | 100≤x<1000                   | 1%                          |
|    |   | 1000≤x<2000                  | 2%                          |
|    |   | 2000≤x<3000                  | 3%                          |
|    |   | 3000≤x<4000                  | 4%                          |
| 8  | <b>Berat Jenis Minyak Bumi</b>              | <25                          | 1%                          |
|    |   | ≥25                          | 0%                          |
| 9  | <b>Tingkat Komponen Dalam Negeri (%)</b>    | 30≤x<50                      | 2%                          |
|    |   | 50≤x<70                      | 3%                          |
|    |   | 70≤x<100                     | 4%                          |
| 10 | <b>Tahapan Produksi</b>                     | Primary                      | 0%                          |
|    |   | Secondary                    | 6%                          |
|    |   | Tertiary                     | 10%                         |

Tabel 2.3 *Progressive Split*

| Karakteristik   | Parameter     | Split Bagian Kontraktor (%) |
|---|---------------|-----------------------------|
| 1 Harga Gas Bumi (USD/MMBTU)                            | < 7           | (7 – Harga Gas Bumi) x 2.5  |
|   | 7 - 10        | 0%                          |
|   | > 10          | (10 – Harga Gas Bumi) x 2.5 |
| 2 Jumlah Kumulatif Produksi Minyak dan Gas Bumi (MMBOE) | < 30          | 10%                         |
|   | 30 ≤ x < 60   | 9%                          |
|   | 60 ≤ x < 90   | 8%                          |
|   | 90 ≤ x < 125  | 6%                          |
|   | 125 ≤ x < 175 | 4%                          |
|   | ≥ 175         | 0%                          |

### Investasi

Investasi dapat dibedakan menjadi dua yaitu *capital* dan juga *non capital*. Istilah *capital* dan *non capital* digunakan untuk mendefinisikan nilai suatu barang atau modal sebagai fungsi dari waktu. Barang – barang yang digolongkan sebagai *capital* adalah barang – barang yang dianggap memiliki depresiasi terhadap waktu, sedangkan barang – barang *non capital* dianggap tidak memiliki nilai depresiasi. Istilah barang atau aset *capital* didefinisikan sebagai nilai uang dari suatu modal (aset) yang *tangible*, hal ini meliputi bangunan-bangunan peralatan pemboran dan produksi, mesin – mesin, fasilitas produksi konstruksi dan alat transportasi yang mengalami depresiasi nilai karena pemakaian. Sedangkan istilah barang *non capital* adalah modal yang meliputi semua tipe dari material, biaya - biaya operasi dan pemeliharaan.

### Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas adalah suatu metode yang digunakan untuk melihat seberapa besar pengaruh perubahan dari suatu parameter terhadap indikator keekonomian. Analisis sensitivitas dapat juga menunjukkan bagaimana pengaruhnya terhadap keuntungan yang didapat dari suatu investasi.

### METODELOGI PENELITIAN

Sebelum dilakukannya perhitungan keekonomian dengan menggunakan sistem kontrak PSC *Gross Split*, perlu dilakukan input data terlebih dahulu. Dimana parameter-parameter yang dibutuhkan adalah harga gas, produksi gas, biaya kapital, dan biaya operasional.

Berikut adalah langkah-langkah perhitungan sistem kontrak PSC *Gross Split* :

#### Menentukan Nilai *Gross Revenue*

Perhitungan keekonomian pada sistem kontrak PSC *Gross Split* diawali dengan menentukan nilai *gross revenue*. Nilai *gross revenue* ini dapat diperoleh dari hasil perkalian produksi gas tiap tahunnya dengan harga gas pada tahun tersebut.

#### Menentukan *Contractor Split* dan *Government Split*

Pada langkah berikutnya yaitu menentukan masing-masing *split* bagi kontraktor dan pemerintah. Pada *contractor split* terdapat tiga komponen yaitu *base split*, *variable split*, dan *progressive split*. Besarnya *base split* telah ditetapkan untuk minyak sebesar 57% bagian pemerintah dan 43% bagian kontraktor, sedangkan untuk gas sebesar 52% bagian pemerintah dan 48% bagian kontraktor. Setelah ditentukan besarnya *base split* maka pada langkah selanjutnya adalah menentukan *variable split*. Dimana komponen tersebut disesuaikan dengan kondisi lapangan yang ada. Komponen variabel meliputi status lapangan, lokasi lapangan, kedalaman *reservoir*, ketersediaan infrastruktur pendukung, jenis *reservoir*, kandungan CO<sub>2</sub>, kandungan H<sub>2</sub>S, SG, TKDN, dan tahapan produksi. Selanjutnya menentukan *progressive split*. Komponen tersebut dapat ditentukan berdasarkan harga gas dan jumlah kumulatif produksi gas bumi.

#### Menentukan *Deductable Expenses*

*Deductable expenses* berfungsi sebagai pengurang pendapatan kontraktor yang wajib dipajakkan.

#### Menentukan *Contractor Taxable Profit*

*Contractor Taxable Profit* adalah besarnya nilai keuntungan kontraktor yang wajib dikenakan pajak, yang pajaknya akan dibayarkan kepada pemerintah.

#### Menentukan *Income Tax* Pemerintah

*Income Tax* adalah besarnya nilai pajak yang dibayarkan kontraktor kepada pemerintah. *Income tax* dapat menjadi salah satu parameter penambahan pendapatan pemerintah.

#### Menentukan *Contractor Take*

*Contractor Take* adalah pendapatan pemerintah setelah dikurangi pajak.

#### Menentukan *Government Take*

*Government Take* menunjukkan besarnya jumlah yang diterima oleh pemerintah.

#### Menentukan Nilai *Net Present Value*

*Net Present Value* atau NPV merupakan nilai dari proyek di masa sekarang yang akan dihitung dengan mendiskonkan keseluruhan *cash flow* bersih proyek menggunakan *discount rate* tertentu.

#### Menentukan Nilai *Internal Rate of Return*

*Internal Rate of Return* atau IRR dapat didefinisikan sebagai harga bunga yang menyebabkan harga semua *Cash Inflow* besarnya serupa dengan *Cash Outflow* bila *cash flow* ini didiskon untuk suatu waktu tertentu. Dengan kata

lain IRR adalah tingkat suku bunga yang menyebabkan NPV sama dengan 0.

**Menentukan Nilai Pay Out Time**

Pay Out Time atau POT adalah parameter yang menunjukkan tahun dimana Cumulative Cash Flow sama dengan 0.

**PEMBAHASAN**

Lapangan Z merupakan lapangan offshore yang memproduksi gas. Sistem kontrak yang digunakan pada lapangan Z yaitu PSC Cost Recovery. Namun, dengan adanya Peraturan Menteri ESDM RI Nomor 52 Tahun 2017 mengenai Kontrak Bagi Hasil Gross Split maka akan dilakukan analisis untuk meninjau dari segi hasil perhitungan keekonomiannya dan sensitivitasnya.

Sebelum dilakukannya perhitungan keekonomian dengan menggunakan sistem kontrak PSC Gross Split ini, perlu ditentukan terlebih dahulu nilai base split, variable split, dan progressive split yang telah disesuaikan dengan karakteristik lapangan Z. Dikarenakan lapangan ini memproduksi gas maka, base split untuk pemerintah sebesar 52% dan untuk kontraktor sebesar 48%. Berikut adalah tabel komponen variabel dan komponen progresif lapangan Z berdasarkan Peraturan Menteri ESDM RI No 52 Tahun 2017 :

**Tabel 3.1** Komponen Variabel

| No           | Karakteristik                        | Parameter           | Contractor Split (%) |
|--------------|--------------------------------------|---------------------|----------------------|
| 1            | Status Lapangan                      | POD I               | 5%                   |
| 2            | Lokasi Lapangan (m)                  | Offshore (50<h<150) | 12%                  |
| 3            | Kedalaman Reservoir (m)              | >2500               | 1%                   |
| 4            | Ketersediaan Infrastruktur Pendukung | Well Developed      | 0%                   |
| 5            | Jenis Reservoir                      | Konvensional        | 0%                   |
| 6            | Kandungan CO2                        | <5                  | 0%                   |
| 7            | Kandungan H2S (ppm)                  | <100                | 0%                   |
| 8            | SG                                   | <25                 | 1%                   |
| 9            | TKDN                                 | 30≤x≤50             | 2%                   |
| 10           | Tahapan Produksi                     | Primer              | 0%                   |
| <b>TOTAL</b> |                                      |                     | <b>21%</b>           |

**Tabel 3.2** Komponen Progresif

|                               | Parameter | Split |
|-------------------------------|-----------|-------|
| Harga Gas, USD/MMBTU          | 7 - 10    | 0%    |
| Kumulatif Produksi Gas, MMBOE | <30       | 10%   |

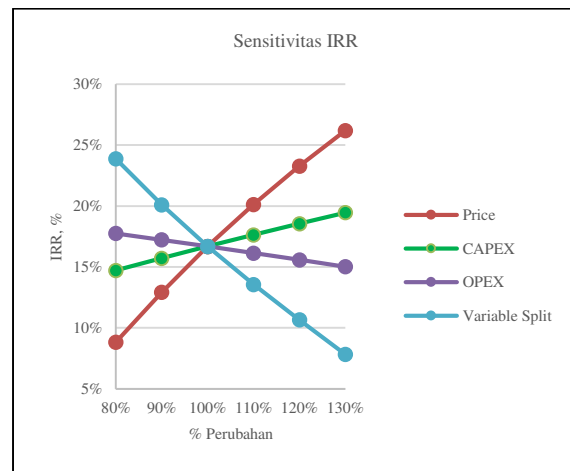
Selanjutnya, akan dilakukan perhitungan keekonomian dengan menggunakan sistem kontrak PSC Gross Split. Berikut hasil perhitungan keekonomiannya :

**Tabel 3.3**

Hasil Perhitungan Keekonomian PSC Gross Split

| INDIKATOR                    | PSC Gross Split |
|------------------------------|-----------------|
| Total Capex (MMUSD)          | 167.836         |
| Total Opex (MMUSD)           | 118.289         |
| Gross Revenue (MMUSD)        | 980.927         |
| Contractor Take (MMUSD)      | 569.088         |
| NPV @DF10 Contractor (MMUSD) | 28.282          |
| IRR (%)                      | 16.684%         |
| POT                          | 11.32           |
| Government Take (MMUSD)      | 411.839         |

Berdasarkan tabel 3.3 diatas, didapatkan nilai NPV sebesar 28.282 MMUSD, IRR sebesar 16.684%, dan pay back period selama 11.32 tahun. Selanjutnya akan dilakukan analisis sensitivitas terhadap indikator keekonomian nilai IRR. Dimana parameter yang digunakan yaitu harga gas, biaya kapital, biaya operasional, dan variable split. Berikut adalah grafik sensitivitas NPV pada sistem kontrak PSC Gross Split:



**Gambar 3.1** Sensitivitas IRR PSC Gross Split

Berdasarkan gambar 3.1 dapat dilihat bahwa parameter yang paling berpengaruh terhadap indikator keekonomian nilai IRR adalah harga gas dan variable split.

Pada parameter variable split terdapat beberapa aspek yang mempengaruhi seperti status lapangan, lokasi lapangan, kedalaman reservoir, ketersediaan infrastruktur pendukung, jenis reservoir, kandungan CO2, kandungan H2S, SG, TKDN, dan tahapan produksi. Apabila kandungan CO2 diubah menjadi ≥ 60% maka penambahan split

pada kontraktor berubah menjadi 4%. Sehingga dengan merubahnya parameter yang ada maka akan dapat mempengaruhi total *contractor split* nya, dalam karakteristik apapun itu. Hal ini dapat diartikan bahwa parameter ini sangat sensitif. Semakin besarnya nilai *variable split* maka, keuntungan yang didapatkan oleh kontraktor juga akan semakin meningkat.

Pada parameter harga gas juga sangat berpengaruh terhadap indikator keekonomian nilai IRR. Semakin tinggi harga gas maka, keekonomian pada sistem kontrak ini juga akan meningkat.

Suatu proyek dapat dikatakan menguntungkan atau layak apabila nilai NPV > 0 (positif), IRR > MARR, dan POT < umur proyek. Nilai MARR yang telah ditentukan yaitu sebesar 15%. Sehingga untuk parameter *variable split* memiliki nilai minimum agar tidak di bawah dari nilai MARR yaitu sebesar 17.22%. Sedangkan untuk harga gas, memiliki nilai minimum dengan persen perubahan sebesar 85%.

## KESIMPULAN

Kesimpulan yang dapat diambil dari penelitian yang dilakukan adalah:

1. Pada kasus lapangan ini masih dapat dikatakan layak, dikarenakan memiliki nilai IRR > MARR.
2. Pada sisi kontraktor didapatkan nilai NPV dan IRR berturut-turut adalah 28.282 MMUSD, dan 16.684%.
3. Parameter yang paling mempengaruhi terhadap indikator keekonomian IRR adalah harga gas dan *variable split*.
4. Semakin besar nilai *variable split* maka keuntungan yang didapatkan oleh kontraktor juga akan semakin meningkat.
5. Parameter biaya kapital dan biaya operasional tidak memberikan dampak yang signifikan.

## DAFTAR PUSTAKA

Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. (2017): Gross Split Lebih Baik untuk Mewujudkan Energi Berkeadilan di Indonesia, <https://www.esdm.go.id/id/media-center/arsip-berita/gross-split-lebih-baik-untuk-mewujudkan-energi-berkeadilan-di-indonesia>. Diunduh pada Juni 2018.

Lubiantara, Benny. (2012): *Ekonomi Migas: Tinjauan Aspek Komersial Kontrak Migas*, Grasindo, Jakarta.

Lubiantara, Benny. (2014): *Dinamika Industri Migas*, PT Gramedia Widiasarana Indonesia, Jakarta.

Masons, P. (2017): *Indonesia's new Gross Split PSC 'Right Structure, wrong split?'*. London.

Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 08 Tahun 2017 Tentang Kontrak Bagi Hasil Gross Split (2017). Indonesia

Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 52 Tahun 2017 Tentang Perubahan Atas Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 08 Tahun 2017 Tentang Kontrak Bagi Hasil Gross Split (2017). Indonesia

Partowidagdo, Widjajano. (2009): *Migas dan energi di Indonesia: permasalahan dan analisis kebijakan*, Development Studies Foundation, Jakarta.

Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 53. (2017): *Perlakuan Perpajakan Pada Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi dengan Kontrak Bagi Hasil Gross Split*. Jakarta.

Pudyantoro, Rinto. (2013): *A to Z Bisnis Hulu Migas*, PT Petromindo, Jakarta.

Rakhmanto, Pri Agung. (2017): *Ekonomi Energi I*, ReforMiner Institute, Jakarta.

SKK Migas. (2017): *Membuka Harapan Baru Dari Skema Gross Split*, [http://skkmigas.go.id/images/upload/file/Bumi\\_Februari\\_2017](http://skkmigas.go.id/images/upload/file/Bumi_Februari_2017). Diunduh pada Mei 2018.

Tahar, A. (2017): *Rancangan Gross Split*, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia, Jakarta.