

KAJIAN EKONOMIS TERHADAP PERUBAHAN PSC *COST RECOVERY* MENJADI *GROSS SPLIT* UNTUK WILAYAH KERJA CMB “X” di SUMATERA SELATAN

JURNAL TUGAS AKHIR

**VICKY APRILIA
124.16.022**

Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Mendapatkan Gelar Sarjana Teknik
Pada Program Studi Teknik Perminyakan



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK DAN DESAIN
INSTITU TEKNOLOGI DAN SAINS BANDUNG
KOTA DELTAMAS
2021**

LEMBAR PENGESAHAN

**KAJIAN EKONOMIS TERHADAP PERUBAHAN PSC COST
RECOVERY MENJADI GROSS SPLIT UNTUK WILAYAH
KERJA CMB “X” di SUMATERA SELATAN**

JURNAL TUGAS AKHIR

**VICKY APRILIA
124.16.022**

Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Mendapatkan Gelar Sarjana Teknik
Pada Program Studi Teknik Perminyakan

Menyetujui,
Kota Deltamas, 18 Februari 2021
Pembimbing



(Ir. Sudono, M.T., I.P.M.)

KAJIAN EKONOMIS TERHADAP PERUBAHAN PSC COST RECOVERY MENJADI GROSS SPLIT UNTUK WILAYAH KERJA CMB “X” di SUMATERA SELATAN

Vicky Aprilia* dan Ir. Sudono, M.T., I.P.M.**

Institut Teknologi dan Sains Bandung

Abstrak

Sejalan dengan keinginan pemerintah untuk terus mengupayakan meningkatkan penerimaan Negara dari sektor minyak dan gas, maka salah satu langkah yang dilakukan untuk meningkatkan penerimaan Negara adalah menjaga kelangsungan produksi terutama dari kontrak-kontrak Wilayah Kerja Migas dan melakukan efisiensi pendistribusian modal investasi untuk setiap wilayah kerja yang akan dikerjakan.

Penelitian ini dilakukan dengan tujuan untuk memperoleh pertimbangan atau usulan kerjasama dalam pembagian hasil kontrak yang lebih tepat dalam pengembangan Wilayah Kerja CMB “X” baik bagi kontraktor maupun bagi pemerintah yang bekerjasama untuk mengelola Wilayah Kerja tersebut seiring berjalannya regulasi kontrak baru.

Berdasarkan evaluasi keekonomian, maka model kontrak bagi hasil *Production Sharing Contract – Cost Recovery* lebih menguntungkan bagi kontraktor untuk pengembangan Lapangan A. Namun, pengembangan Lapangan B tidak menguntungkan bagi kontraktor baik menggunakan *Production Sharing Contract – Cost Recovery* maupun *Production Sharing Contract – Gross Split* dikarenakan tidak ekonomis.

Kata Kunci : Keekonomian, PSC-CR, PSC-Gross Split, Pengembangan lapangan

Abstract

In line with the government's desire to continue to strive to increase State income from the oil and gas sector, one of the steps taken to increase State income is to maintain production continuity, especially from contracts for Oil and Gas Working Areas and to efficiently distribute investment capital for each working area that will be done.

This research was conducted with the aim of obtaining considerations or proposals for cooperation in a more precise distribution of the results of the contract in the development of the CBM "X" Work Area, both for contractors and for the government working together to manage the Work Area as new contract regulations progress.

Based on the economic evaluation, the Production Sharing Contract - Cost Recovery profit sharing contract model is more profitable for the contractor for the development of Field A. However, the development of Field B is not profitable for the contractor either using a Production Sharing Contract - Cost Recovery or Production Sharing Contract - Gross Split because it is not economical.

Keywords: Economics, PSC-CR, PSC-Gross Split, Field development

*) Mahasiswa Program Studi Teknik Perminyakan, Institut Teknologi dan Sains Bandung, Angkatan 2016

**) Pembimbing Tugas Akhir Program Studi Teknik Perminyakan, Institut Teknologi dan Sains Bandung

1. Pendahuluan

Energi merupakan penggerak utama kehidupan dunia. Setiap pergerakan perubahan dan perpindahan membutuhkan energi sebagai pemicunya. Sumber utama energi dunia sampai saat ini adalah minyak dan gas bumi. Sebagai sumber energi, minyak dan gas bumi memang sangat vital untuk mendorong berbagai aktivitas kehidupan manusia. Semakin pesat pertumbuhan ekonomi semakin tinggi pula tingkat konsumsi energi.

Pada awal tahun 2017 Pemerintah mengumumkan adanya sistem bagi hasil yang baru yakni Sistem Kontrak Bagi Hasil Gross Split. Sistem bagi hasil ini dikeluarkan melalui Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 8 Tahun 2017 tentang Sistem Bagi Hasil Gross Split. Sistem ini meniadakan cost recovery dari perjanjian dan semua biaya operasi akan ditanggung oleh kontraktor sendiri. Setelah kebijakan ini dikeluarkan, tentu banyak pro dan kontra tentang penerapan Gross Split oleh Pemerintah. Banyak penilaian bahwa Gross Split akan menurunkan daya tarik investasi migas di Indonesia dan ada juga yang berpendapat bahwa Gross Split dapat menarik investor dan dapat menyelamatkan keuangan negara.

Untuk dapat mengetahui keekonomian pengembangan wilayah kerja migas di suatu wilayah, diperlukan kajian keekonomian yang diharapkan dapat menjadi pertimbangan dalam pengambilan kebijakan terhadap rencana pengembangan suatu wilayah kerja migas. Kajian keekonomian di atas dapat digunakan sebagai rekomendasi

dalam alokasi investasi terhadap lapangan migas di suatu wilayah kerja.

Tujuan dari kegiatan ini adalah untuk mengevaluasi keekonomian dengan menggunakan model Kontrak Bagi Hasil PSC Cost Recovery dan Gross Split pada rencana pengembangan lapangan (POD) Wilayah Kerja CMB "X" yang menjadi pertimbangan bagi kontraktor dalam upaya pengembangan lapangan tersebut.

2. Tinjauan Pustaka

2.1 Evaluasi Keekonomian

Evaluasi keekonomian merupakan suatu penilaian secara kuantitatif dari apa yang diharapkan oleh investor dalam melakukan investasi pada suatu proyek pengembangan yang dinilai dari segi biaya dan konsekuensinya, dimana konsekuensi adalah hasil positif atau manfaat dari proyek tersebut. Evaluasi keekonomian dilakukan untuk memperoleh indikator keekonomian yang sesuai dengan harapan investor.

2.2 *Production Sharing Contract – Cost Recovery (PSC – CR)*

Dalam pengaturan hukum pertambangan minyak dan gas bumi ada tiga unsur materi, yaitu *mineral right* atau hak atas kuasa mineral, *mining right* atau hak atas kuasa penambangan dan *economic right* atau hak atas kuasa usaha penambangan. Kuasa mineral merupakan penguasaan atas kekayaan alam yang terkandung dalam suatu wilayah negara sebagai bagian integral dari kedaulatan wilayah, kuasa pertambangan merupakan wewenang dalam pengaturan dan pengawasan pelaksanaan kegiatan pertambangan dan kuasa usaha

pertambangan merupakan wewenang untuk melakukan pengendalian dan pengelolaan usaha. Dasar pengaturan hukum ini berlandaskan pada Undang-Undang Dasar 1945 Pasal 33 ayat 2 yang berbunyi “Cabang-cabang produksi yang penting bagi negara dan yang menguasai hajat hidup orang banyak dikuasai oleh negara”, Pasal 33 ayat 3 yang berbunyi “Bumi, air, dan kekayaan alam yang terkandung di dalamnya dikuasai oleh negara dan dipergunakan untuk sebesar-besar kemakmuran rakyat”.

Sistem Kontrak Bagi Hasil yang berlaku di Indonesia telah mengalami beberapa perombakan seiring dengan semakin berkembangnya kegiatan pada sektor migas serta untuk mengefektifkan pembagian hasil untuk negara dan kontraktor. Perombakan tersebut diharapkan dapat membawa hasil yang maksimal bagi negara dan juga tidak terlalu memberatkan bagi kontraktor.

Setelah mengalami beberapa perubahan, akhirnya dikeluarkanlah Undang-Undang Minyak dan Gas Bumi (UU Migas) No. 22 tahun 2001, dimana Pertamina diposisikan sama seperti Kontraktor sebagaimana perusahaan minyak lainnya. Poin-poin penting yang terdapat dalam UU tersebut adalah:

- Pertamina atau BP Migas bertanggung jawab atas manajemen operasi.
- Kontraktor melaksanakan operasi menurut program kerja dan anggaran yang disetujui.
- Kontraktor menyediakan seluruh dana teknologi yang dibutuhkan dalam operasi migas.
- Kontraktor akan menerima kembali seluruh biaya operasi setelah produksi komersial.
- Kontraktor diijinkan mengadakan eksplorasi selama enam sampai sepuluh tahun atau lebih (jangka waktu kontrak selama 30 tahun).
- Kontraktor mengajukan program dan anggaran tahunan untuk disetujui Pertamina atau BP MIGAS.
- Kontraktor wajib menyisihkan atau mengembalikan sebagian wilayah kerjanya kepada pemerintah.
- Seluruh barang operasi atau peralatan yang diimpor dan dibeli oleh kontraktor menjadi milik Pemerintah Indonesia setelah tiba di Indonesia.
- Pertamina atau BP MIGAS memiliki seluruh data yang didapatkan dari operasi.
- Kontraktor adalah subjek pajak penghasilan dan menyetorkannya langsung kepada negara.
- Kontraktor wajib memenuhi sebagian minyak dan atau gas bumi dalam negeri (DMO – *Domestic Market Obligation*) yang dibeli negara (maksimum 25% dari bagian PSC).
- Kontraktor wajib mengalihkan 10% investasinya setelah produksi komersial, kepada perusahaan swasta nasional yang ditunjuk oleh Pertamina atau BP Migas.

- Bagi hasil antara Pertamina atau Pemerintah dan Kontraktor setelah dikurangi biaya.

Kontrak Bagi Hasil *Production Sharing Contract* (PSC) merupakan bentuk kerjasama eksplorasi dan produksi untuk usaha pengembangan minyak dan gas bumi. Sistem kontrak ini diperbolehkan oleh undang-undang apabila perusahaan negara akan melakukan kerjasama dengan perusahaan asing. Pada awal kontrak ditegaskan bahwa Kontrak Bagi Hasil merupakan perjanjian yang dibuat oleh suatu perusahaan negara sehingga dengan demikian konsekuensinya harus disadari oleh investor bahwa dalam pelaksanaannya akan ada ikut campur tangan pemerintah.

Mengenai skema sistem Kontrak Bagi Hasil *Production Sharing Contract* (PSC) – *Cost Recovery* (CR) dapat dilihat pada Gambar 1.

2.3 *Production Sharing Contract* – *Gross Split*

Menimbang bahwa dalam rangka pelaksanaan Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi berdasarkan Kontrak Bagi Hasil yang berorientasi pada peningkatan efisiensi dan efektivitas pola bagi hasil produksi Minyak dan Gas Bumi, perlu diatur bentuk dan ketentuan-ketentuan pokok kontrak bagi hasil tanpa mekanisme pengembalian biaya operasi. Berdasarkan pertimbangan tersebut ditetapkanlah Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral tentang Kontrak Bagi Hasil *Gross Split*. Kontrak Bagi Hasil *Gross Split* adalah suatu Kontrak Bagi Hasil dalam Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi

berdasarkan pembagian gross produksi tanpa mekanisme pengembalian biaya operasi.

Dalam pelaksanaan Kontrak Bagi Hasil *Gross Split*, ditetapkan besaran bagi hasil awal (*base split*) yaitu:

- a. Untuk Minyak Bumi sebesar 57% (lima puluh tujuh persen) bagian Negara dan 43% (empat puluh tiga persen) bagian Kontraktor.
- b. Untuk Gas Bumi sebesar 52% (lima puluh dua persen) bagian Negara dan 48% (empat puluh delapan persen) bagian Kontraktor.

Mekanisme bagi hasil ini merupakan mekanisme bagi hasil awal (*base split*) yang dapat disesuaikan berdasarkan komponen variabel dan komponen progresif. Bila terdapat perbedaan komponen variabel dan komponen progresif pada tahap pengembangan lapangan dengan kondisi aktual, dilakukan penyesuaian bagi hasil dengan mengacu pada kondisi aktual setelah adanya produksi komersial. Penyesuaian bagi hasil diakibatkan komponen progresif harga minyak bumi dilaksanakan setiap bulan berdasarkan hasil evaluasi yang dilakukan oleh SKK Migas berdasarkan perhitungan harga minyak mentah Indonesia bulanan.

Mengenai skema sistem Kontrak Bagi Hasil *Production Sharing Contract* (PSC) – *Gross Split* (GS) dapat dilihat pada Gambar 2.

2.4 Indikator Keekonomian Bagi Kontraktor

- ***Net Present Value* (NPV)**

NPV dapat dikatakan sebagai jumlah keuntungan bersih yang dinilai pada waktu sekarang yang dihitung berdasarkan suatu harga bunga (*interest rate*) tertentu.

Dari nilai NPV dapat dinilai kelayakan suatu proyek. Apabila NPV bernilai positif, maka menunjukkan proyek tersebut layak dijalankan, karena memberi keuntungan. Namun sebaliknya jika NPV bernilai negatif, maka proyek tak layak dijalankan karena akan memberi kerugian secara ekonomis. Apabila $NPV = 0$, berarti investasi tersebut menghasilkan *internal rate of return* yang sama besarnya dengan harga yang digunakan.

- **Internal Rate of Return (IRR)**

IRR didefinisikan sebagai harga bunga yang menyebabkan harga semua *cash inflow* sama besarnya dengan *cash outflow* bila *cash flow* ini didiskon untuk suatu waktu tertentu. Dengan kata lain IRR adalah tingkat suku bunga yang menyebabkan $NPV = 0$.

Untuk menghitung IRR umumnya dapat dilakukan dengan pendekatan coba-coba (*trial and error*) yaitu menentukan NPV pada beberapa tingkat diskon sampai diperoleh nilai NPV negatif dan positif, kemudian dilakukan interpolasi dimana NPV sama dengan nol. Kelemahan konsep IRR adalah pada kenyataan bahwa IRR tidak dapat dipakai untuk mempertimbangkan risiko secara eksplisit. IRR juga tidak memberikan informasi mengenai jumlah biaya yang terlibat dalam proyek dan berapa lama Payout Time akan tercapai.

MARR (*Minimum Attractive Rate of Return*) adalah tingkat pengembalian minimum yang diinginkan. MARR tergantung pada lingkungan, jenis kegiatan, tujuan dan kebijaksanaan organisasi, dan tingkat risiko dari masing-masing proyek.

- **Payout Time (POT)**

POT adalah lamanya jangka waktu sampai investasi kembali. Investor selalu

menginginkan dana yang lebih pendek. Namun indikator POT ini mempunyai kelemahan yang tidak memberikan gambaran apa yang akan terjadi setelah POT tercapai. Dengan kelemahan indikator ini maka POT jarang digunakan sebagai parameter utama dalam pemilihan proyek tapi hanya sebagai pertimbangan tambahan.

- **Profit to Investment Ratio (PIR)**

Indikator keekonomian ini tidak berpengaruh pada besarnya proyek, tetapi berpengaruh pada bagi hasil, pajak serta insentif yang diberikan karena PIR menyatakan manfaat biaya hanya memperhitungkan keuntungan yang diterima terhadap investasi yang ditanamkan. Suatu investasi dikatakan layak jika nilai $PIR > 1$.

3. Metodologi Penelitian

Metodologi penelitian dilakukan mulai dari tahap perencanaan pelaksanaan penelitian, yang selanjutnya adalah sebagai berikut:

- Pengumpulan data; data terkait dengan kajian antara lain data keteknikan dan keekonomian migas dari Wilayah Kerja CMB “X”,
- Pengolahan, tinjauan dan analisa data,
- Melakukan perhitungan keekonomian pengembangan Wilayah Kerja CMB “X” berdasarkan data yang tersedia,
- Melakukan evaluasi keteknikan dan keekonomian terhadap pengembangan Wilayah Kerja CMB “X”,

- Melakukan perbandingan antara model kontrak bagi hasil PSC-CR dan PSC-GS berdasarkan evaluasi keteknikan dan keekonomian Wilayah Kerja CMB “X”,
- Melakukan pemilihan model kontrak bagi hasil yang cocok untuk pengembangan Wilayah Kerja CMB “X”,
- Menyusun rekomendasi terhadap pengembangan Wilayah Kerja CMB “X”,
- Menyusun Tugas Akhir terkait Kajian Perbandingan Keekonomian Wilayah Kerja CMB “X” menggunakan dua model kontrak bagi hasil.

4. Evaluasi Keekonomian

4.1 Pengembangan Lapangan X

Lapangan dari Wilayah Kerja CMB “X” yang akan dilakukan analisis keekonomiannya adalah Lapangan A dan Lapangan B. Analisis keekonomian dilakukan menggunakan dua model Kontrak Bagi Hasil yaitu *Production Sharing Contract-Cost Recovery* dan *Production Sharing Contract-Gross Split*. *Terms and conditions* yang digunakan pada kedua model sesuai dengan peraturan dan perundang-undangan berlaku serta berdasarkan kesepakatan antara kontraktor dan pemerintah.

Data jadwal pemboran sumur pengembangan serta profil produksi pada pengembangan Lapangan X dapat dilihat pada Tabel 1 sampai Tabel 4.

4.2 Asumsi Perhitungan Kontrak Bagi Hasil *Production Sharing Contract – Cost Recovery*

Parameter-parameter, asumsi-asumsi, serta *Terms & Conditions* evaluasi keekonomian menggunakan model kontrak PSC adalah sebagai berikut:

- Waktu proyek = 21 tahun
- Harga Gas = 6 US\$/MMBTU
- First Tranche Petroleum (FTP) = 10%
- Government Share : Contractor Share = 55 : 45 (after tax)
- Cost Recovery = 100%
- Tax = 40%
- DMO = 25%
- DMO Fee = 100%
- Depreciation = Decline Balance
- Discount Rate = 10%

4.3 Asumsi Perhitungan Kontrak Bagi Hasil *Production Sharing Contract – Gross Split*

Parameter-parameter, asumsi-asumsi, serta *Terms and Conditions* evaluasi keekonomian menggunakan model kontrak PSC-GS adalah sebagai berikut:

- Waktu proyek = 21 tahun
- Harga Gas = US\$ 6/MMBTU
- *Government Share : Contractor Share* = 52 : 48 (*Base Split*)
- Tax = 40%
- *Depreciation = Decline Balance*
- *Discount Rate* = 10%

Komponen variable dan progresif pada Lapangan A dan Lapangan B tertera pada Tabel 5 dan Tabel 6.

4.4 Biaya Untuk Pengembangan Lapangan A dan Lapangan B

Rincian biaya pengembangan Lapangan A dan Lapangan B yang digunakan pada analisis keekonomian terdapat pada Tabel 7 dan Tabel 8.

4.5 Hasil Keekonomian PSC - CR

- **Lapangan A**

Dari Tabel 9, dapat dilihat bahwa pengembangan Lapangan A menggunakan model kontrak ini akan menghasilkan *Net Present Value* sebesar 37,885 M US\$, *Internal Rate of Return* (IRR) sebesar 17,44%, dengan *Pay Out Time* (POT) selama 5,96 tahun. Hal tersebut menunjukkan bahwa model Kontrak Bagi Hasil *Production Sharing Contract – Cost Recovery* layak diterapkan untuk pengembangan lapangan A. Gambar 3 merupakan pembagian *Gross Revenue* dengan *Net Contractor Share* sebesar 26%, *Cost Recovery* sebesar 42%, *Government Share* sebesar 14%, dan *Tax* 17%. Dengan demikian, total pendapatan untuk kontraktor (*Contractor Take*) sebesar 473,935.23 M US\$ atau 68,15% dari *Gross Revenue*, sedangkan untuk pemerintah (*Government Take*) sebesar 221,452.51 M US\$ atau 31,84% dari *Gross Revenue*.

- **Lapangan B**

Dari Tabel 10, dapat dilihat bahwa pengembangan Lapangan B menggunakan model kontrak ini akan menghasilkan *Net Present Value* sebesar -3.088 M US\$, *Internal Rate of Return* (IRR) sebesar 9,55%, dengan *Pay Out Time* (POT) selama 11,11 tahun. Hal tersebut menunjukkan bahwa model Kontrak Bagi Hasil *Production Sharing Contract – Cost Recovery* tidak layak

diterapkan untuk pengembangan lapangan B karena nilai IRR lebih rendah dari MARR (kurang dari 15%), NPV negatif, serta POT yang cukup lama. Gambar 4 merupakan pembagian *Gross Revenue* dengan *Net Contractor Share* sebesar 17%, *Cost Recovery* sebesar 62%, *Government Share* sebesar 9%, dan *Tax* 11%. Dengan demikian, total pendapatan untuk kontraktor (*Contractor Take*) sebesar 709,622.15 M US\$ atau 79,14% dari *Gross Revenue*, sedangkan untuk pemerintah (*Government Take*) sebesar 186,966.64 M US\$ atau 20,85% dari *Gross Revenue*.

4.6 Hasil Keekonomian PSC - GS

- **Lapangan A**

Dari Tabel 11, dapat dilihat bahwa pengembangan Lapangan A menggunakan model kontrak ini akan menghasilkan *Net Present Value* bernilai negatif, yaitu -30,055 M US\$, *Internal Rate of Return* (IRR) sebesar 4,87%, dengan *Pay Out Time* (POT) selama 13,21 tahun. Nilai NPV yang bernilai negatif, IRR yang sangat rendah, serta POT yang sangat lama menunjukkan bahwa model Kontrak Bagi Hasil *Production Sharing Contract – Gross Split* tidak layak diterapkan untuk pengembangan lapangan A. Gambar 5 merupakan pembagian *Gross Revenue* dengan *Contractor Take* sebesar 49,15%, *Government Share* sebesar 19%, dan *Tax* 30%. Dengan demikian, total pendapatan untuk kontraktor (*Contractor Take*) sebesar 353,624 M US\$ atau 50,85% dari *Gross Revenue*, sedangkan untuk pemerintah (*Government Take*) sebesar 341,763M US\$ atau 49,15% dari *Gross Revenue*.

- **Lapangan B**

Dari Tabel 12, dapat dilihat bahwa pengembangan Lapangan B menggunakan model kontrak ini akan menghasilkan *Net Present Value* bernilai negatif, yaitu -42,963M US\$, *Internal Rate of Return* (IRR) sebesar 2,64%, dan *Pay Out Time* (POT) 17,15 tahun. Nilai NPV bernilai negatif, IRR kecil, dan 17,15 balik modal bagi kontraktor menunjukkan bahwa model Kontrak Bagi Hasil *Production Sharing Contract – Gross Split* tidak layak diterapkan untuk pengembangan lapangan B. Gambar 6 merupakan pembagian *Gross Revenue* dengan *Contractor Take* sebesar 66,03%, *Government Share* sebesar 19%, dan *Tax* 15%. Dengan demikian, total pendapatan untuk kontraktor (*Contractor Take*) sebesar 591,984 M US\$ atau 66% dari *Gross Revenue*, sedangkan untuk pemerintah (*Government Take*) sebesar 304,605 M US\$ atau 33,97% dari *Gross Revenue*.

4.7 Perbandingan Kontrak Bagi Hasil *Production Sharing Contract – Cost Recovery* (PSC-CR) dan *Production Sharing Contract – Gross Split* (PSC-GS)

- **Lapangan A**

Berdasarkan hasil evaluasi keekonomian yang telah dilakukan, didapatkan bahwa model Kontrak Bagi Hasil *Production Sharing Contract – Cost Recovery* (PSC-CR) memberikan keuntungan kepada kontraktor yang lebih baik daripada model Kontrak *Production Sharing Contract – Gross Split* (PSC-GS) untuk pengembangan Lapangan A. Model Kontrak PSC-GS justru menghasilkan kerugian yang besar bagi

kontraktor, terlihat dari nilai NPV yang bernilai negatif, IRR yang sangat rendah serta POT yang tinggi. Model kontrak PSC-GS akan memberikan pendapatan yang lebih tinggi bagi pemerintah. Pendapatan pemerintah sendiri berasal dari dua komponen utama yaitu pajak dan revenue bagian pemerintah.

Jika dilihat pada Tabel 13, total pendapatan kontraktor pada model PSC-GS jauh lebih rendah dari model PSC-CR dan sebaliknya terhadap pemerintah. Faktor yang mempengaruhi hal tersebut yaitu tidak adanya *cost recovery* yang diganti pemerintah kepada kontraktor sehingga kontraktor yang harus menanggung biaya operasi. Pemerintah akan mendapatkan *total take* yang lebih tinggi melalui pajak ditambah split yang ditetapkan.

Gambar 7 menunjukkan bahwa *cash flow* dari PSC - *Gross Split* lebih rendah dibandingkan dengan *cashflow* PSC - *Cost Recovery*. Gambar 4.8 menunjukkan bahwa *cummulative cash flow* pada model Kontrak Bagi Hasil PSC - GS berubah menjadi positif setelah 13 tahun, sedangkan pada model PSC - CR hanya butuh 5 tahun. Hal ini disebabkan pada model kontrak PSC-CR, pengeluaran kontraktor akan dikembalikan oleh pemerintah.

Gambar 9 dan Gambar 10 menunjukkan bahwa pendapatan kontraktor lebih tinggi jika menggunakan Kontrak Bagi Hasil PSC-CR, sedangkan Kontrak Bagi Hasil PSC-GS akan memberikan pendapatan yang lebih tinggi kepada pemerintah.

- **Lapangan B**

Berdasarkan hasil evaluasi keekonomian yang telah dilakukan, didapatkan bahwa model Kontrak Bagi Hasil *Production Sharing Contract – Cost Recovery* (PSC-CR) dan *Production Sharing Contract – Gross Split* (PSC-GS) tidak ekonomis untuk pengembangan Lapangan B. Jika dilihat pada Tabel 14, walaupun PSC-CR dan PSC-GS tidak ekonomis untuk pengembangan Lapangan B. Nilai IRR-nya lebih rendah dari MARR, NPV negatif, serta POT terlalu lama, sehingga model PSC-CR dan PSC-GS juga tidak layak diterapkan untuk Lapangan B.

Gambar 11 menunjukkan bahwa cash flow dari PSC - *Gross Split* lebih rendah dibandingkan dengan *cashflow* PSC - *Cost Recovery*. Gambar 12 menunjukkan bahwa *cummulative cash flow* pada model Kontrak Bagi Hasil PSC-GS berubah menjadi positif setelah 17 tahun, sedangkan model PSC-CR membutuhkan 11 tahun.

Gambar 13 dan Gambar 814 menunjukkan bahwa pendapatan kontraktor lebih tinggi jika menggunakan Kontrak Bagi Hasil PSC-CR, sedangkan Kontrak Bagi Hasil PSC-GS akan memberikan pendapatan yang lebih tinggi terhadap pemerintah.

4.8 Analisis Sensitivitas

Untuk Analisis sensitivitas dilakukan untuk mengetahui pengaruh parameter yang dipilih terhadap keekonomian proyek pengembangan. Analisis sensitivitas dilakukan pada model Kontrak Bagi Hasil PSC-CR. Analisis sensitivitas dilakukan menggunakan metode *Spider Diagram* dan *Tornado Chart* sebagai fungsi perubahan harga, produksi, *capital*

cost, *non-capital cost*, dan *operating cost*. Hasil sensitivitas tersebut disajikan pada Gambar 15 dan Gambar 16.

Berdasarkan spider diagram dan Tornado chart di atas, dapat dikatakan bahwa parameter keekonomian yang paling sensitif pada pengembangan Lapangan A adalah biaya *capital*, harga gas, dan laju produksi. Perubahan pada ketiga parameter tersebut sangat mempengaruhi indikator keekonomian pada pengembangan Lapangan A, kecuali biaya *capital* terhadap GOI. Peningkatan biaya *capital* 8%, *non-capital* 30%, dan *operating* 250% dan pengurangan laju produksi & harga gas sebesar 4% masih dapat ditoleransi sebab menghasilkan nilai IRR di atas MARR yaitu 8%. Hasil analisis sensitivitas di atas menunjukkan bahwa dalam pengembangan lapangan di Wilayah Kerja CMB “X”, parameter yang sangat sensitif merupakan parameter yang harus diperhatikan, sebab perubahan terhadap parameter tersebut akan memberikan hasil keekonomian yang jauh berbeda pada setiap perubahan nilai.

5. Kesimpulan

1. Berdasarkan evaluasi keekonomian, maka PSC - *Cost Recovery* menghasilkan keekonomian yang lebih baik pada Lapangan A dan B dibandingkan dengan PSC - *Gross Split*.
2. Lapangan A layak dikembangkan (IRR > MARR) dengan Model Kontrak PSC - CR sedangkan lapangan B tidak layak dikembangkan (IRR < MARR).

6. Saran

Diperlukan regulasi dari pemerintah yang dapat menekan biaya pengembangan lapangan (seperti pengurangan pajak sampai dengan POT tercapai, kemudahan pembebasan lahan, dll.) sehingga dapat membuat pengembangan lapangan lebih baik.

Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No.52 Tentang Perubahan Atas Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 08 Tahun 2017 Tentang Kontrak Bagi Hasil Gross Split. 2017.

DAFTAR PUSTAKA

Lubiantara, B. 2012. Ekonomi Migas Tinjauan Aspek Komersial Kontrak Migas. Jakarta.

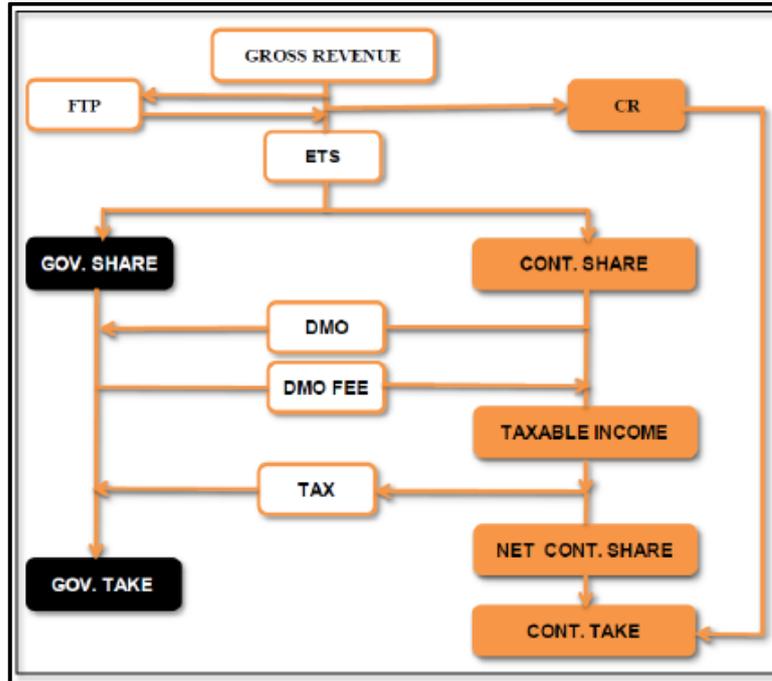
Partowidagdo, W. 2000. Pengelolaan Lapangan. Bandung: Institut Teknologi Bandung.

Galawidya, Diah Ayudya. 2008. Analisis Perbandingan Termin Fiskal *Production Sharing Contract* di Indonesia, *Production Sharing Contract Non Cost Recovery* dan *Production Sharing Contract* di Malaysia. Jakarta: Universitas Indonesia.

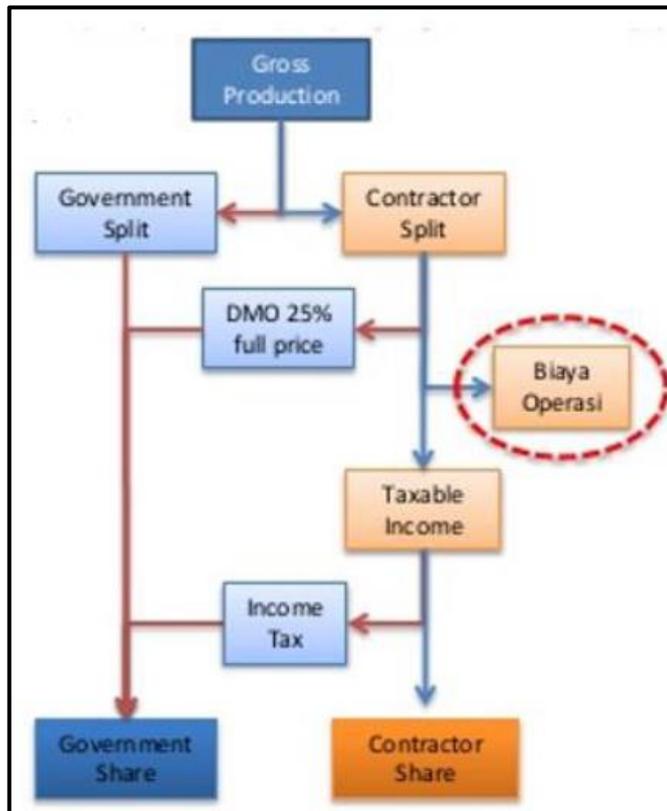
Lutfiana, Mifta. 2017. Evaluasi Keekonomian Wilayah Kerja Migas Konvensional DNN Pasca Berakhirnya Kontrak dengan Pemerintah Menggunakan Model Kontrak PSC dan *Gross Split*. Bekasi: Institut Teknologi dan Sains Bandung.

Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No.08 Tentang Kontrak Bagi Hasil Gross Split. 2017.

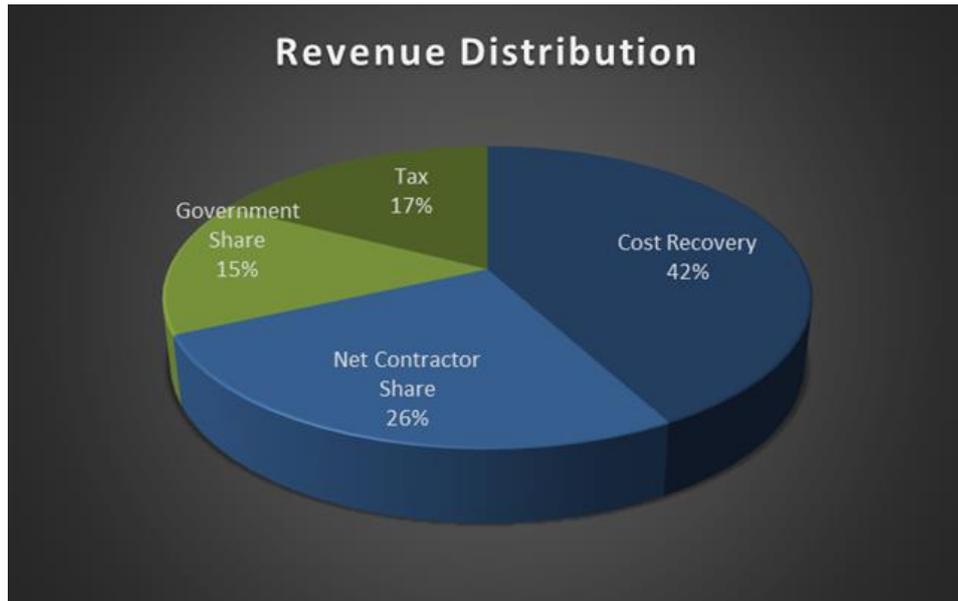
DAFTAR GAMBAR



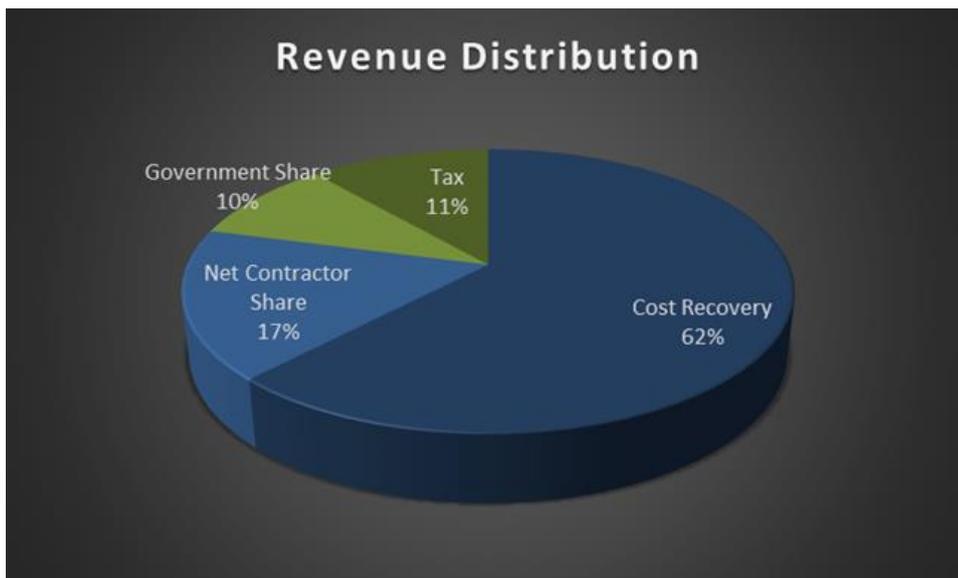
Gambar 1. Skema pembagian hasil PSC-CR (Widjajono, 2006).



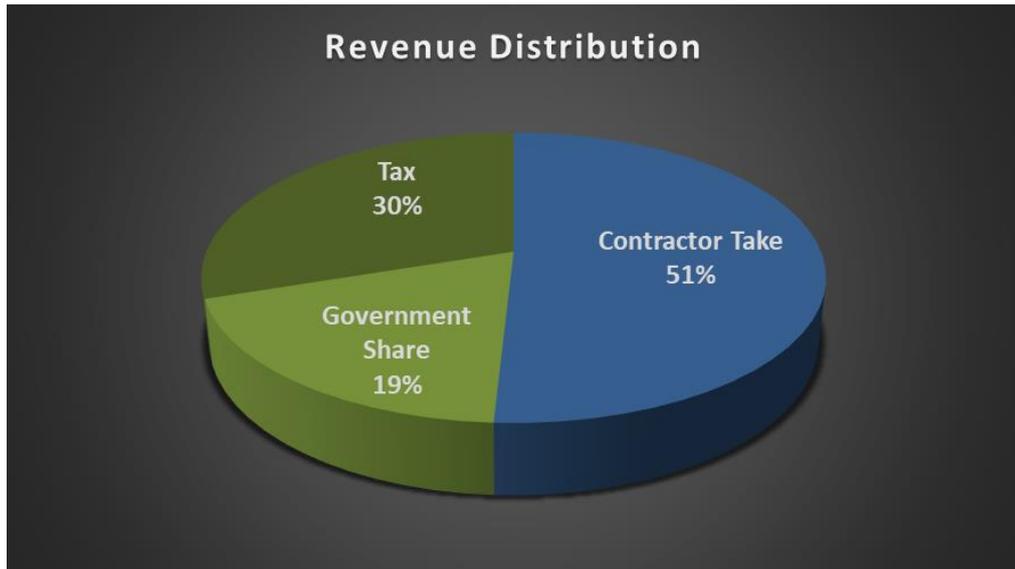
Gambar 2. Skema pembagian hasil PSC-Gross Split (Kementerian ESDM, 2017).



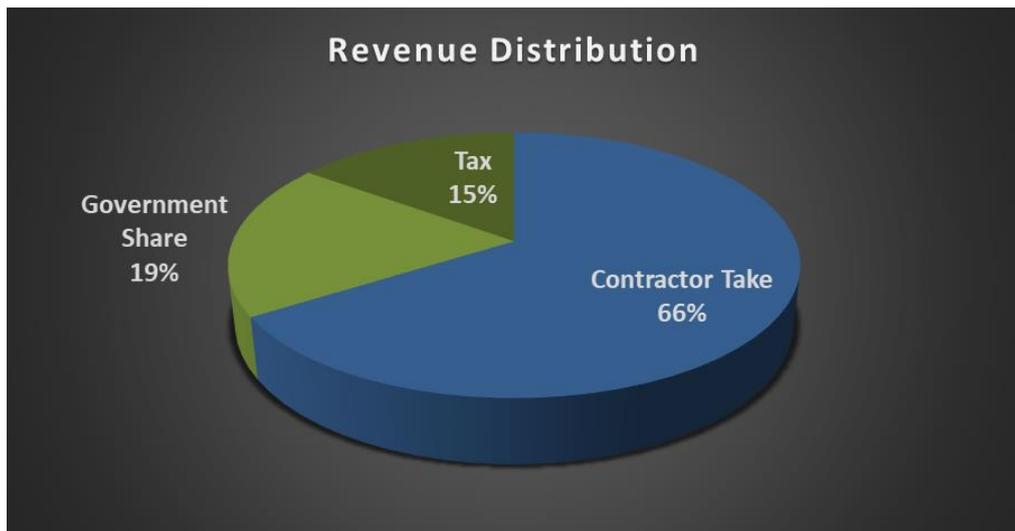
Gambar 3. *Revenue distribution* PSC-CR Lapangan A.



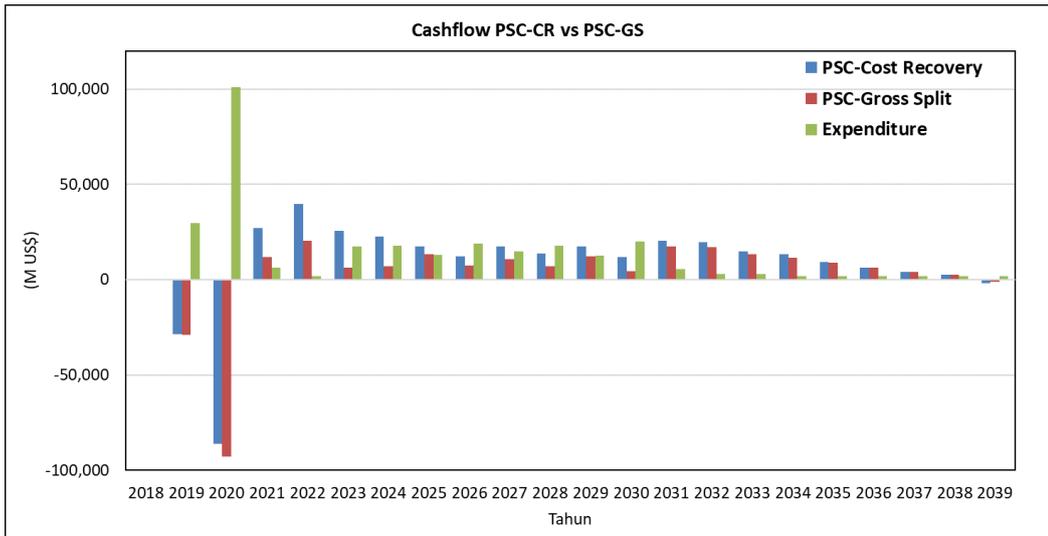
Gambar 4. *Revenue distribution* PSC-CR Lapangan B.



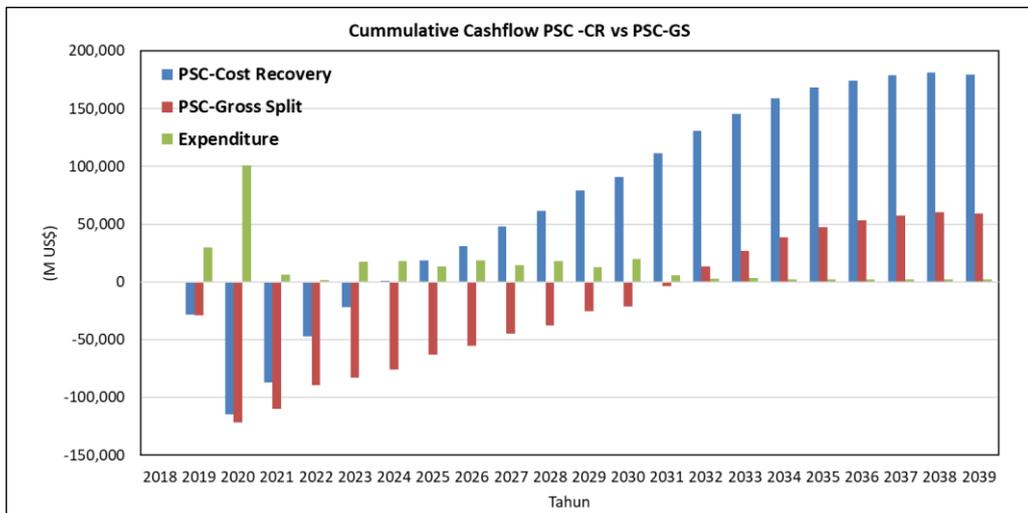
Gambar 5. *Revenue distribution* PSC-GS Lapangan A.



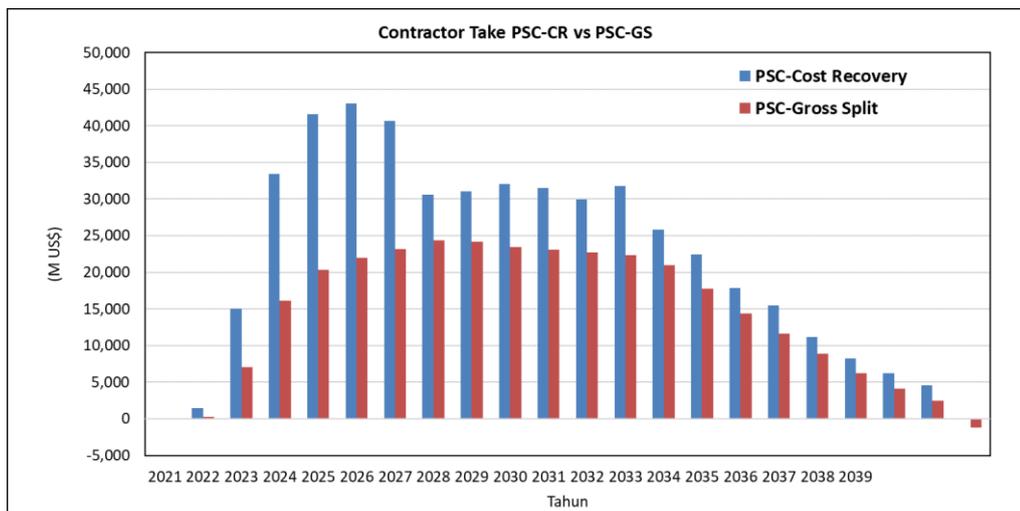
Gambar 6. *Revenue distribution* PSC-GS Lapangan B.



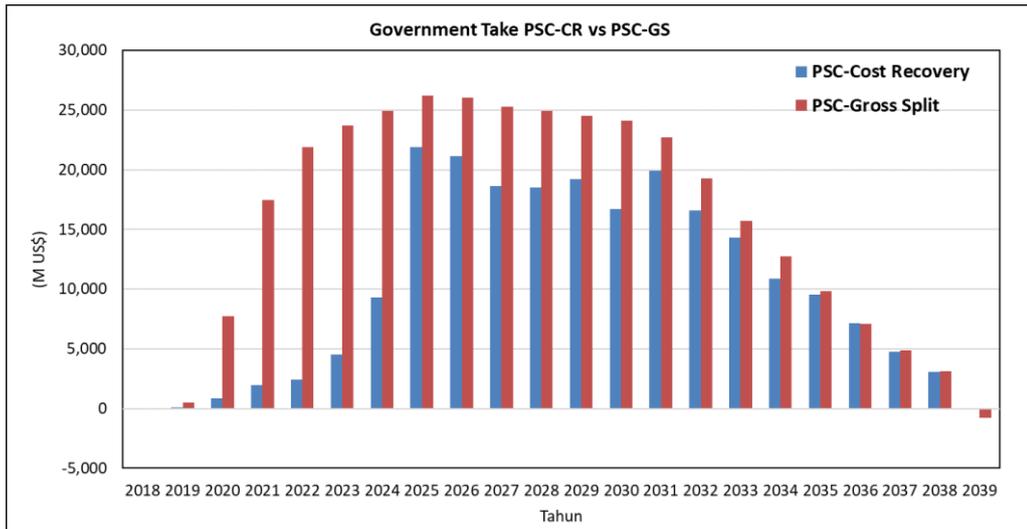
Gambar 7. Perbandingan *cash flow* PSC-CR dan PSC-GS Lapangan A.



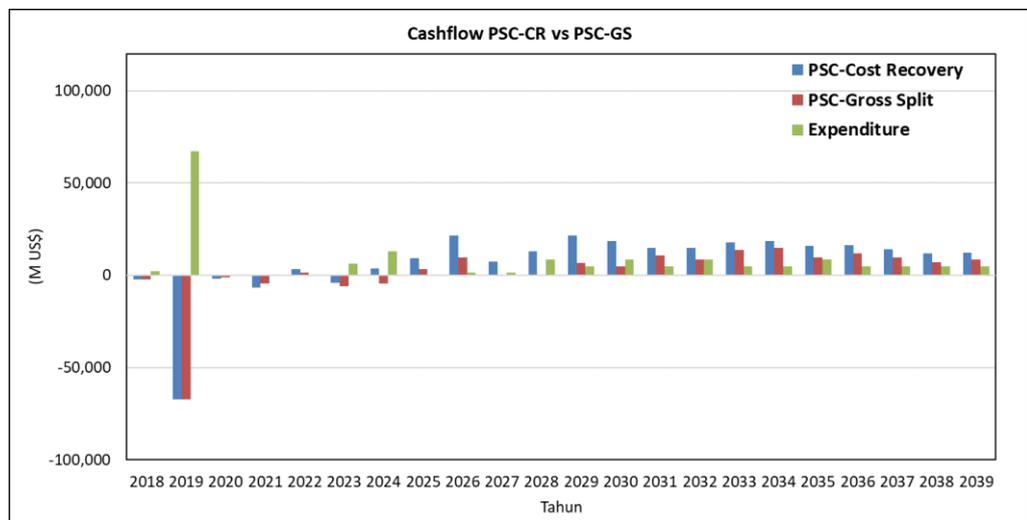
Gambar 8. Perbandingan *cummulative cash flow* PSC-CR dan PSC-GS.



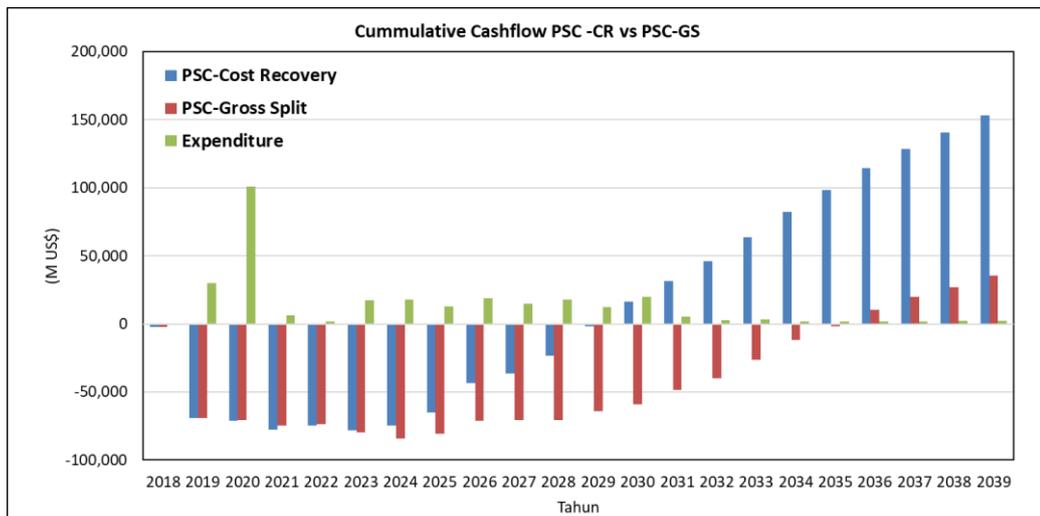
Gambar 9. Perbandingan *contractor take* PSC-CR dan PSC-GS Lapangan A.



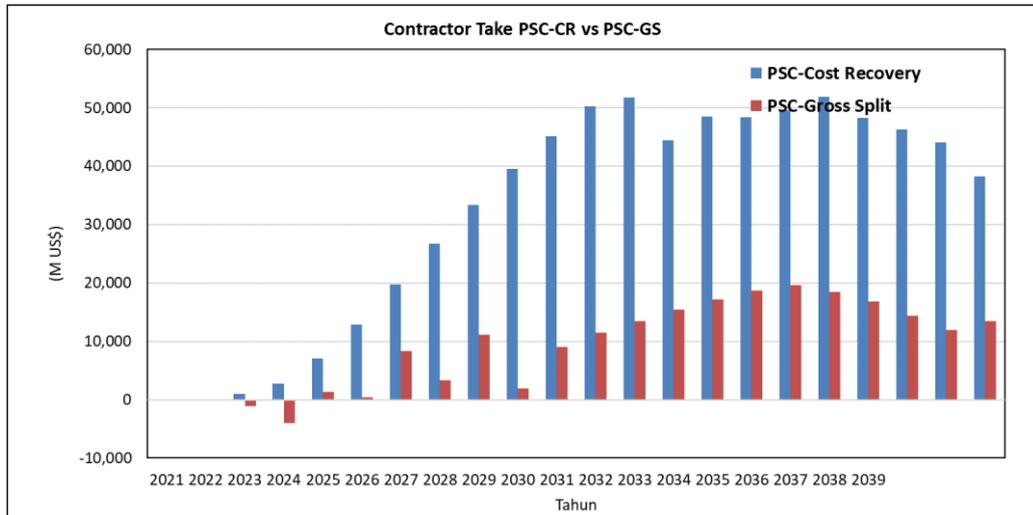
Gambar 10. Perbandingan *government take* PSC-CR dan PSC-GS Lapangan A.



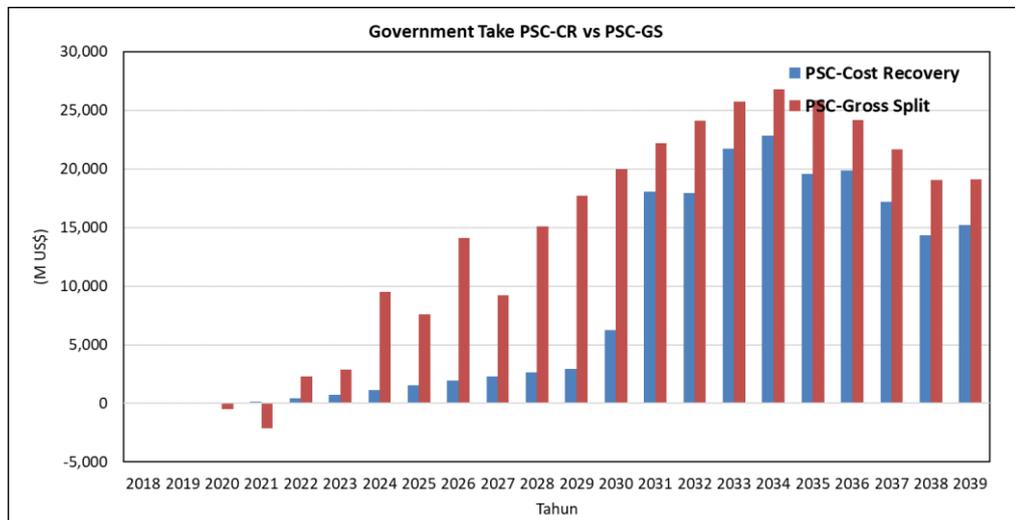
Gambar 11. Perbandingan *cash flow* PSC-CR dan PSC-GS Lapangan B.



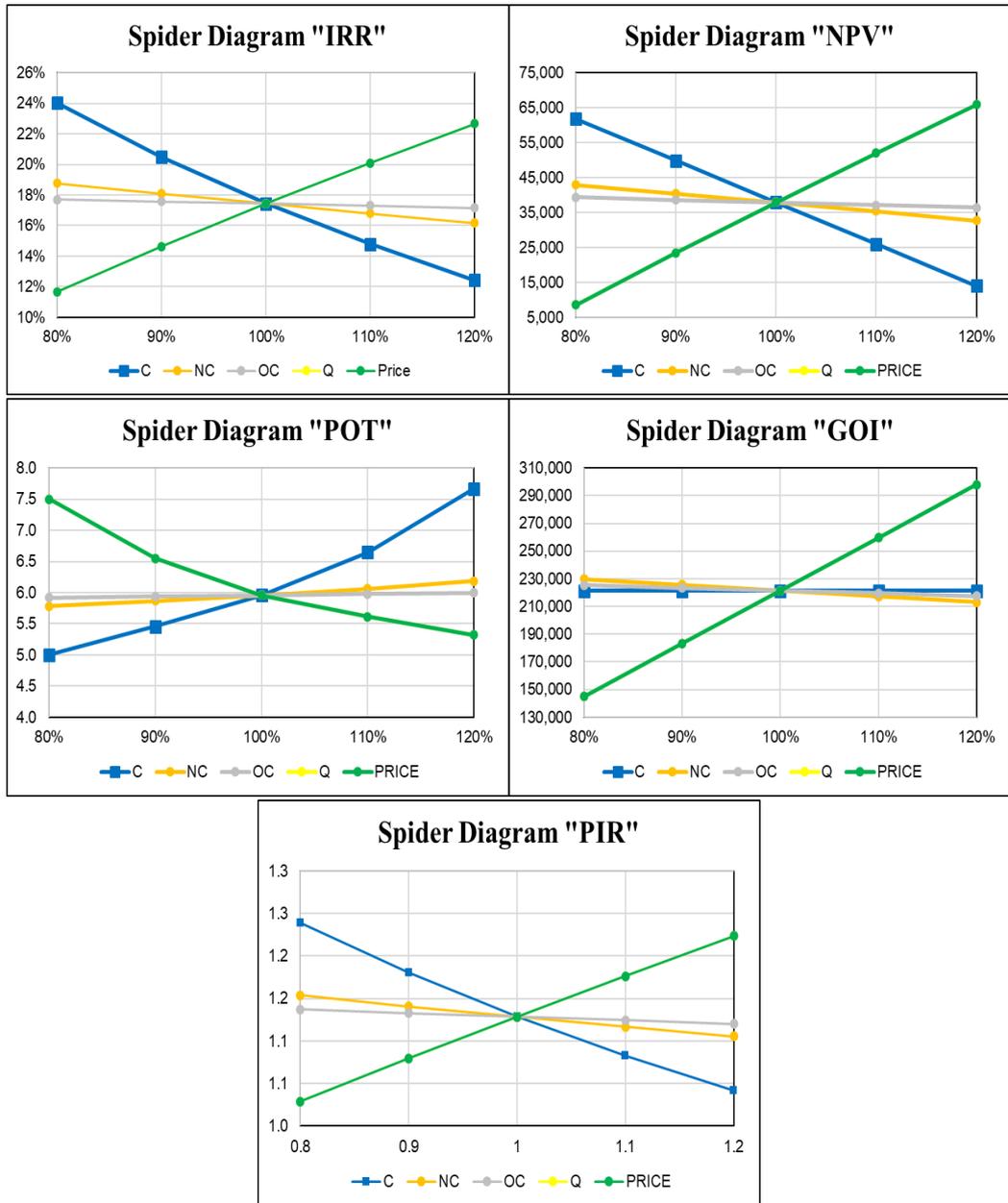
Gambar 12. Perbandingan *cummulative cash flow* PSC-CR dan PSC-GS Lapangan B.



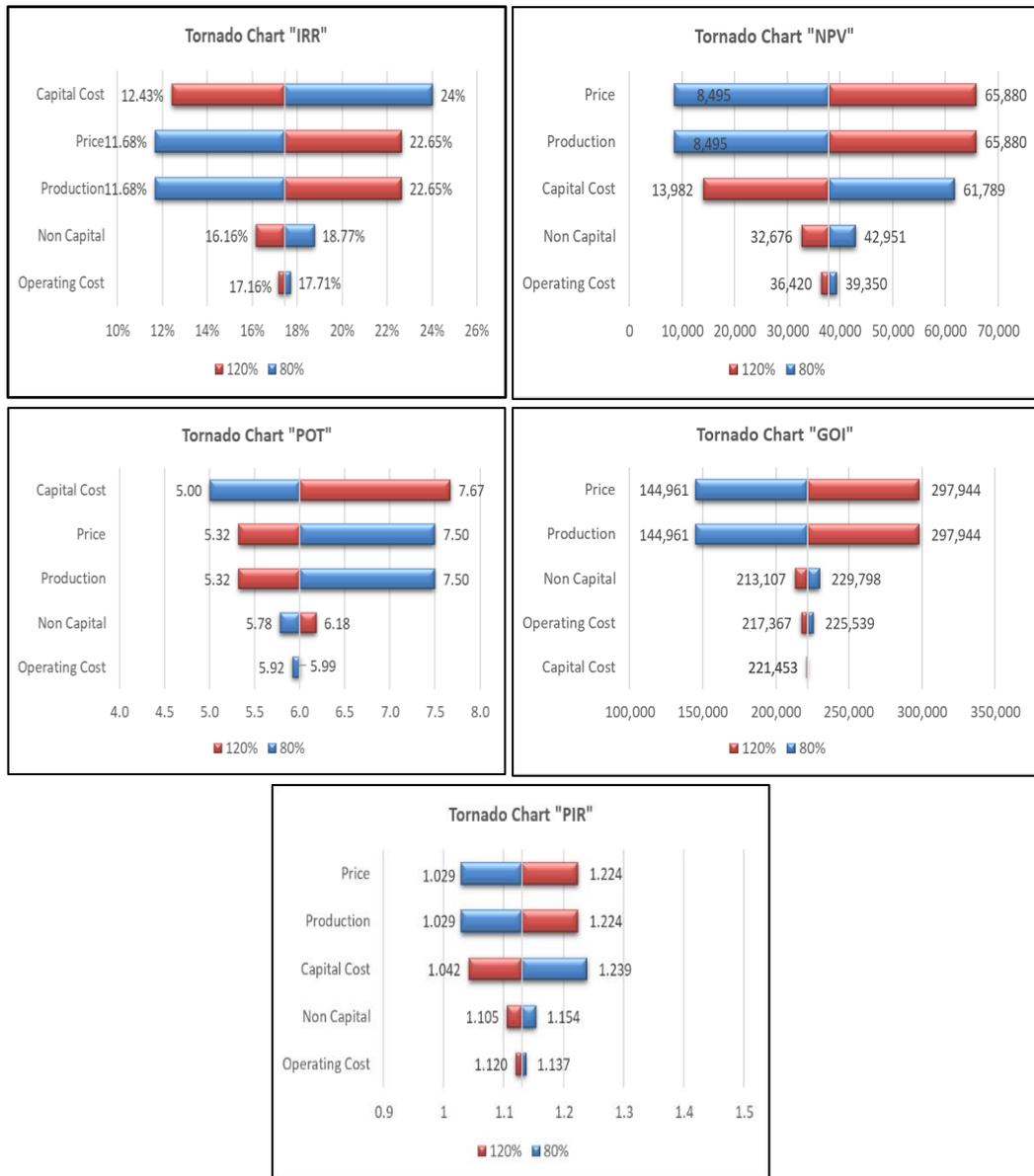
Gambar 13. Perbandingan *contractor take* PSC-CR dan PSC-GS Lapangan B.



Gambar 14. Perbandingan *government take* PSC-CR dan PSC-GS Lapangan B.



Gambar 15. Sensitivitas *Spider Diagram* perubahan *capital*, *non capital*, *operating cost*, laju produksi, dan harga gas.



Gambar 16. Sensitivitas *Spider Diagram* perubahan *capital, non capital, operating cost, laju produksi, dan harga gas.*

DAFTAR TABEL

Tabel 1. Jadwal pemboran Lapangan A.

Jadwal Pemboran Development Well	
Tahun	Development Well
2018	0
2019	0
2020	91
2021	7
2022	0
2023	14
2024	14
2025	14
2026	14
2027	15
2028	12
2029	12
2030	16
2031	0
2032	0
2033	0
2034	0
2035	0
2036	0
2037	0
2038	0
2039	0
Jumlah	209

Tabel 2. Profil produksi Lapangan A.

Tahun	Produksi (MSCF/Tahun)
2018	0
2019	253,970
2020	2,650,847
2021	5,903,918
2022	7,340,630
2023	7,937,504
2024	8,325,562
2025	8,751,498
2026	8,694,869
2027	8,445,228
2028	8,338,593
2029	8,199,101
2030	8,078,955
2031	7,614,037
2032	6,499,185
2033	5,356,846
2034	4,390,077
2035	3,455,265
2036	2,556,802
2037	1,832,587
2038	1,270,530
2039	1,951
Jumlah	115,897,957

Tabel 3. Jadwal pemboran Lapangan B.

Jadwal Pemboran Development Well	
Tahun	Development Well
2018	0
2019	0
2020	0
2021	0
2022	0
2023	20
2024	20
2025	35
2026	20
2027	20
2028	10
2029	10
2030	10
2031	5
2032	0
2033	0
2034	0
2035	0
2036	0
2037	0
2038	0
2039	0
Jumlah	150

Tabel 4. Profil produksi Lapangan B.

Tahun	Produksi (MSCF/Tahun)
2018	0
2019	253,970
2020	2,650,847
2021	5,903,918
2022	7,340,630
2023	7,937,504
2024	8,325,562
2025	8,751,498
2026	8,694,869
2027	8,445,228
2028	8,338,593
2029	8,199,101
2030	8,078,955
2031	7,614,037
2032	6,499,185
2033	5,356,846
2034	4,390,077
2035	3,455,265
2036	2,556,802
2037	1,832,587
2038	1,270,530
2039	1,951
Jumlah	115,897,957

Tabel 5. Komponen variabel dan progresif Lapangan A.

No	Karakteristik	Parameter
1	Status Lapangan	POD I
2	Lokasi Lapangan	Onshore
3	Kedalaman Reservoir	1 m
4	Ketersediaan Infrastruktur Pendukung	Well Developed
5	Jenis Reservoir	Non Konvensional
6	Kandungan CO2	4 %
7	Kandungan H2S	2 ppm
8	Berat Jenis Minyak	- API
9	TKDN	70 %
10	Tahapan Produksi	Primer
11	Harga Gas Bumi	6 US\$/MMBTU
12	Kumulatif Produksi	1.797 MMBOE

Tabel 6. Komponen variabel dan progresif Lapangan B.

No	Karakteristik	Parameter
1	Status Lapangan	POD I
2	Lokasi Lapangan	Onshore m
3	Kedalaman Reservoir	1 m
4	Ketersediaan Infrastruktur Pendukung	Well Developed
5	Jenis Reservoir	Non Konvensional
6	Kandungan CO2	4 %
7	Kandungan H2S	2 ppm
8	Berat Jenis Minyak	- API
9	TKDN	70 %
10	Tahapan Produksi	Primer
11	Harga Gas Bumi	6 US\$/MMBTU
12	Kumulatif Produksi	26.373 MMBOE

Tabel 7. Biaya pengembangan Lapangan A.

Keterangan	Total Biaya
CAPEX	
Development/well	M US\$ 126,445
Surface Facilities & other	M US\$ 129,145
Total Capex (Intangible Portion 60%)	M US\$ 255,590
OPEX	
G&A - Production Phase	M US\$ 27,671
Total field opex	M US\$ 11,493
Total O&M	M US\$ 39,164

Tabel 8. Biaya pengembangan Lapangan B.

Keterangan	Total Biaya
CAPEX	
Surface Facilities & other	M US\$ 161,460
Total Capex (Intangible Portion 60%)	M US\$ 161,460
OPEX	
Total O&M	M US\$ 395,189

Tabel 9. Hasil evaluasi keekonomian Lapangan A menggunakan model PSC-CR.

No.	Parameter	Satuan	Jumlah
1	Produksi Gas	MMSCF	115,898
2	Rata-rata Harga Gas	US\$/MMBTU	6
3	Lama Produksi	Tahun	21
4	Gross Revenue	MUS\$	695,388
5	Investasi + Sunk Cost:		
	• Tangible	MUS\$	179,724
	• Intangible	MUS\$	115,032
	• Cost Recovery (% thd. Gross Revenue)	MUS\$ %	292,747 42.10%
7	Equity to be Split:		
	• Contr. Equity	MUS\$	301,981
	• Gov. Equity	MUS\$	100,660
8	Contractor:		
	• Total Take (% thd. Gross Rev.)	MUS\$ %	473,935 68.15%
	• IRR	%	17.44%
	• NPV@10%	MUS\$	37,885
	• POT	Tahun	5.96
9	Pemerintah:		
	• Tax	MUS\$	120,792
	• Total Take (% thd. Gross Rev.)	MUS\$ %	221,453 31.85%

Tabel 10. Hasil evaluasi keekonomian Lapangan B menggunakan model PSC-CR.

No.	Parameter	Satuan	Jumlah
1	Produksi Gas	MMSCF	149,431
2	Rata-rata Harga Gas	US\$/MMBTU	6
3	Lama Produksi	Tahun	21
4	Gross Revenue	MUS\$	896,589
5	Investasi + Sunk Cost:		
	• Tangible	MUS\$	64,584
	• Intangible	MUS\$	492,065
	• Cost Recovery (% thd. Gross Revenue)	MUS\$ %	556,649 62.09%
7	Equity to be Split:		
	• Contr. Equity	MUS\$	254,955
	• Gov. Equity	MUS\$	84,985
8	Contractor:		
	• Total Take (% thd. Gross Rev.)	MUS\$ %	709,622 79.15%
	• IRR	%	9.55%
	• NPV@10%	MUS\$	-3,088
	• POT	Tahun	11.11
9	Pemerintah:		
	• Tax	MUS\$	101,982
	• Total Take (% thd. Gross Rev.)	MUS\$ %	186,967 20.85%

Tabel 11. Hasil evaluasi keekonomian Lapangan A menggunakan model PSC-GS.

No.	Parameter	Satuan	Jumlah
1	Produksi Gas	MMSCF	115,898
2	Rata-rata Harga Gas	US\$/MMBTU	6
3	Lama Produksi	Year	21
4	Gross Revenue	MUS\$	695,388
5	Investasi + Sunk Cost:		
	• Tangible	MUS\$	179,724
	• Intangible	MUS\$	115,032
6	Contractor:		
	• Total Take	MUS\$	353,624
	(% thd. Gross Rev.)	%	50.85%
	• IRR	%	4.87%
	• NPV@10%	MUS\$	-30,055
	• POT	year	13.21
7	Pemerintah:		
	• Tax	MUS\$	209,640
	• Total Take	MUS\$	341,763
	(% thd. Gross Rev.)	%	49.15%

Tabel 12. Hasil evaluasi keekonomian Lapangan B menggunakan model PSC-GS.

No.	Parameter	Satuan	Jumlah
1	Produksi Gas	MMSCF	149,431
2	Rata-rata Harga Gas	US\$/MMBTU	7
3	Lama Produksi	Year	21
4	Gross Revenue	MUS\$	896,589
5	Investasi + Sunk Cost:		
	• Tangible	MUS\$	64,584
	• Intangible	MUS\$	492,065
6	Contractor:		
	• Total Take	MUS\$	591,984
	(% thd. Gross Rev.)	%	66.03%
	• IRR	%	2.64%
	• NPV@10%	MUS\$	-42,963
	• POT	year	17.15
7	Pemerintah:		
	• Tax	MUS\$	134,253
	• Total Take	MUS\$	304,605
	(% thd. Gross Rev.)	%	33.97%

Tabel 13. Perbandingan indikator keekonomian PSC-CR dan PSC-GS Lapangan A.

Parameter	Satuan	PSC-CR	PSC-GS
Kontraktor			
• Total Take (% thd. Gross Rev.)	MUS\$	473,935	353,624
		68.15%	50.85%
• IRR		17.44%	4.87%
• NPV@10%	MUS\$	37,885	-30,055
• POT	year	5.96	13.21
• PIR		1.13	0.88
Pemerintah			
• Tax	MUS\$	120,792	209,640
• Net Cash Flow (% thd. Gross Rev.)	MUS\$	221,453	341,763
		31.85%	49.15%

Tabel 14. Perbandingan indikator keekonomian PSC-CR dan PSC-GS Lapangan B.

Parameter	Satuan	PSC-Cost Recovery	PSC-Gross Split
Kontraktor			
• Total Take (% thd. Gross Rev.)	MUS\$	709,622	591,984
		79.15%	66.03%
• IRR		9.55%	2.64%
• NPV@10%	MUS\$	-3,088	-42,963
• POT	year	11.11	17
• PIR		0.99	0.74
Pemerintah			
• Tax	MUS\$	101,982	134,253
• Net Cash Flow (% thd. Gross Rev.)	MUS\$	186,967	304,605
		20.85%	33.97%