

**KAJIAN KEEKONOMIAN DAN RISIKO TERHADAP
PERUBAHAN PSC *COST RECOVERY* MENJADI PSC *GROSS
SPLIT* UNTUK LAPANGAN X**

JURNAL TUGAS AKHIR

**HENDY ZULFIAN NURRAHIM
124.16.024**

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
2020**

LEMBAR PENGESAHAN

**KAJIAN KEEKONOMIAN DAN RISIKO TERHADAP
PERUBAHAN PSC *COST RECOVERY* MENJADI PSC *GROSS
SPLIT* UNTUK LAPANGAN X**

JURNAL TUGAS AKHIR

**HENDY ZULFIAN NURRAHIM
124.16.024**

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

Menyetujui,
Samarinda, 31 Agustus 2020
Pembimbing

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

KAJIAN KEEKONOMIAN DAN RISIKO TERHADAP PERUBAHAN PSC COST RECOVERY MENJADI PSC GROSS SPLIT UNTUK LAPANGAN X

Hendy Zulfian Nurrahim* 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 sub sektor migas, 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 Lapangan X baik bagi Pemerintah maupun bagi kontraktor yang bekerjasama untuk mengelola lapangan tersebut seiring berjalannya regulasi kontrak baru.

Berdasarkan evaluasi keekonomian dan risiko, maka Lapangan X lebih menguntungkan bagi Kontraktor jika menggunakan model kontrak bagi hasil *Production Sharing Contract – Cost Recovery*. Hasil analisis risiko merekomendasikan bahwa untuk mengembangkan Lapangan X seyogyanya Kontraktor melakukan strategi partnership dengan kontraktor lain untuk mengurangi risiko.

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

Abstract

In line with the desire of the Government to continue to seek increase acceptance of the country's oil and gas sector, then one of the steps undertaken to enhance the acceptance of the State is to maintain continuity of production is mainly from contracts work-area oil and gas distribution efficiency and capital investments for each area of work that will be done.

This research was conducted with the aim to gain consideration or proposals for cooperation in the sharing of the results of a more appropriate contract in the development of Field X is good for the Government or for contractors that work together to manage the field over his running contract regulation.

Based on the economic and risk evaluation, Field X is more profitable for the Contractor if it uses the Production Sharing Contract - Cost Recovery model. The results of the risk analysis recommend that to develop Field X, the Contractor should undertake a partnership strategy with other contractors to reduce risk.

Keywords: Economics, PSC-CR, PSC-Gross Split, Risk, 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

Saat ini, sektor minyak dan gas bumi masih memegang peranan yang penting dalam penerimaan Negara. Selain merupakan sumber utama devisa negara, minyak dan gas

bumi merupakan pemasok utama kebutuhan energi dan bahan baku industri di Indonesia. Oleh karena itu, pengelolaan sumber daya migas harus dapat memberikan manfaat sebesar-besarnya bagi rakyat Indonesia.

Selain itu, masalah pengembalian biaya (*cost recovery*) sering dibicarakan oleh media massa dan pelaku industri khususnya terkait *cost recovery* yang terus meningkat hingga melebihi penerimaan Negara. Begitu pula diskusi mengenai pro dan kontra mengenai sistem Kontrak Kerja Sama (KKS) atau *Production Sharing Contract-Cost Recovery* (PSC-CR) di Indonesia. Hal ini menuntut pemerintah untuk mengatur bentuk dan ketentuan-ketentuan pokok kontrak bagi hasil tanpa mekanisme pengembalian biaya serta meningkatkan penerimaan Negara. Oleh karena itu, pemerintah Indonesia melalui Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) pada tanggal 16 Januari 2017 mengeluarkan Peraturan Menteri (Permen) ESDM Nomor 52 Tahun 2017 yang merupakan perubahan dari Permen ESDM No.8 Tahun 2017 tentang Kontrak Bagi Hasil *Gross Split* yang menjadi alternatif model kontrak untuk menggantikan model *PSC-CR*. Oleh karena itu, kontraktor perlu mengkaji dan membandingkan keekonomian wilayah kerja yang mereka miliki berdasarkan dua sistem kontrak tersebut sehingga dapat menentukan strategi pengembangan terbaik.

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

Dalam tugas akhir ini akan dilakukan evaluasi keekonomian Lapangan Migas X

menggunakan model Kontrak Bagi Hasil *Production Sharing Contract – Cost Recovery* dan *Production Sharing Contract – Gross Split* serta kajian risiko untuk memperoleh pertimbangan dalam pengambilan kebijakan model kontrak yang lebih tepat dalam pengembangan lapangan migas X baik bagi Kontraktor maupun Pemerintah.

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 – Cost Recovery* (PSC-CR) 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 – Cost Recovery* (PSC-CR) dapat dilihat pada Gambar 1.

Dalam hubungannya dengan masalah biaya, maka perlu diketahui mengenai struktur biaya yang muncul dalam usaha hulu migas (minyak dan gas bumi) dalam Kontrak Bagi Hasil. Parameter- parameter dalam Kontrak Bagi Hasil antara lain sebagai berikut:

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, maka 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.

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 $PIR > 1$.

2.5 Analisis Risiko

Analisis risiko dilakukan dengan melihat aspek-aspek yang berpengaruh terhadap pengembangan lapangan migas baik *technical risk value* (fase eksplorasi, eksploitasi), *surface risk value* (fasilitas produksi), dan *economic risk value* (aspek keekonomian).

3. Metodologi Penelitian

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

- a. Pengumpulan data; data terkait dengan kajian antara lain data keteknikan dan keekonomian migas dari lapangan X,
- b. Pengolahan, tinjauan dan analisa data,
- c. Melakukan perhitungan keekonomian pengembangan lapangan X berdasarkan data yang tersedia,
- d. Evaluasi keteknikan dan keekonomian pengembangan lapangan X,
- e. Melakukan perbandingan antara model kontrak bagi hasil *PSC-CR* dan *PSC-GS*

berdasarkan evaluasi keteknikan dan keekonomian,

- f. Melakukan pemilihan model kontrak bagi hasil yang cocok untuk pengembangan lapangan X,
- g. Menyusun rekomendasi terhadap pengembangan lapangan X,
- h. Menyusun Tugas Akhir terkait Kajian Perbandingan Keekonomian Lapangan X menggunakan dua model kontrak bagi hasil.

4. Evaluasi Keekonomian

4.1 Pengembangan Lapangan X

Data jadwal pemboran sumur pengembangan serta profil produksi pada pengembangan Lapangan X dapat dilihat pada Tabel 1 dan Tabel 2.

4.2 Asumsi Perhitungan PSC-CR

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

- Waktu proyek = 19 tahun
- Harga Gas = 6 US\$/MMBTU
- *First Tranche Petroleum* (FTP) = 20%
- *Government Share : Contractor Share* = 70 : 30 (*after tax*)
- *Cost Recovery* = 100%
- *Tax* = 40%
- DMO = 25%
- DMO *Fee* = 100%
- *Depreciation = Decline Balance*
- *Discount Rate* = 10%

4.3 Asumsi Perhitungan PSC-GS

Parameter-parameter, asumsi-asumsi, serta *Terms and Conditions* evaluasi

keekonomian menggunakan model kontrak PSC-GS adalah sebagai berikut:

- Waktu proyek = 19 tahun
- Harga Gas = US\$ 6/MMBTU
- *Government Share : Contractor Share* = 52 : 48 (*Base Split*)
- *Tax* = 40%
- *Depreciation = Decline Balance*
- *Discount Rate* = 10%

4.4 Hasil Keekonomian PSC-CR

Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan, pengembangan Lapangan X menggunakan model kontrak ini akan menghasilkan *Net Present Value* sebesar 51.583 M US\$, *Internal Rate of Return* (IRR) sebesar 19,16%, dengan *Pay Out Time* (POT) selama 5,6 tahun. Hal tersebut menunjukkan bahwa model Kontrak Bagi Hasil *Production Sharing Contract – Cost Recovery* layak diterapkan untuk pengembangan lapangan X. Pembagian *Gross Revenue* meliputi *Net Contractor Share* sebesar 28%, *Cost Recovery* sebesar 38%, *Government Share* sebesar 15%, dan *Tax* 19%.

4.5 Hasil Keekonomian PSC-GS

Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan, pengembangan Lapangan X menggunakan model kontrak PSC-GS akan menghasilkan *Net Present Value* bernilai negatif, yaitu -42.667 M US\$, *Internal Rate of Return* (IRR) sebesar 2,37%, dengan *Pay Out Time* (POT) selama 14,75 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 X. Pembagian *Gross Revenue* meliputi *Net Contractor Share* sebesar 28%, *Cost Recovery* sebesar 38%, *Government Share* sebesar 15%, dan *Tax* 19%. Dengan demikian, total pendapatan untuk kontraktor (*Contractor Take*) sebesar 518.524 M US\$ atau 66,06% dari *Gross Revenue*, sedangkan untuk pemerintah (*Government Take*) sebesar 266.383 M US\$ atau 33,94% dari *Gross Revenue*.

4.6 Perbandingan Model Kontrak Bagi Hasil PSC-CR dan PSC-GS

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 jauh lebih baik daripada model Kontrak *Production Sharing Contract – Gross Split (PSC-GS)* untuk pengembangan lapangan X. Model Kontrak *PSC-GS* justru menghasilkan kerugian yang signifikan bagi kontraktor, terlihat dari nilai NPV yang bernilai negatif, IRR yang sangat rendah serta POT yang tinggi. Faktor yang mempengaruhi hal ini adalah tidak adanya *cost recovery* yang dibayarkan pemerintah kepada kontraktor seperti halnya pada skema *PSC-CR* sehingga kontraktor sendiri yang harus menanggung biaya operasi. Model kontrak *PSC-GS* akan memberikan pendapatan yang lebih tinggi bagi pemerintah.

4.7 Analisis Sensitivitas

Keekonomian

Tujuan dari analisis sensitivitas adalah untuk mengetahui seberapa sensitif parameter yang dipilih berpengaruh terhadap

performa ekonomi proyek pengembangan. Analisis sensitivitas dilakukan pada model Kontrak Bagi Hasil *PSC-CR* menimbang bahwa model tersebut layak diterapkan pada pengembangan Lapangan X. Selain itu, sensitivitas penurunan investasi juga dilakukan pada model Kontrak Bagi Hasil *PSC-GS* untuk mengetahui seberapa besar penurunan investasi agar hasil keekonomiannya sebanding dengan *PSC-CR*. Untuk memperoleh hasil analisis digunakan 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 3 dan Gambar 4.

Berdasarkan *spider diagram* dan *Tornado chart*, dapat dikatakan bahwa parameter keekonomian yang paling sensitif pada pengembangan Lapangan X adalah harga gas dan laju produksi. Perubahan pada kedua parameter tersebut sangat mempengaruhi indikator keekonomian pada pengembangan Lapangan X. Selain itu, proyek ini juga cukup sensitif terhadap biaya *capital* untuk IRR, NPV, dan PIR, serta *operating cost* untuk POT dan GOI. Peningkatan biaya *capital*, *non-capital*, dan *operating* sebesar 20% dan pengurangan laju produksi & harga gas sebesar 10% masih dapat ditoleransi sebab menghasilkan nilai IRR di atas MARR yaitu 15%. Hasil analisis sensitivitas di atas menunjukkan bahwa dalam pengembangan Lapangan 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.

Sensitivitas penurunan investasi juga dilakukan pada kontrak bagi hasil *PSC-GS* untuk mengetahui seberapa besar penurunan investasi agar hasil keekonomiannya sebanding dengan *PSC-CR*. Penurunan investasi dilakukan sampai dengan 45%. Harga gas juga dilakukan sensitivitas dengan hasil bahwa harga gas harus lebih dari 9,7 USD/MMBTU agar pengembangan Lapangan X ekonomis.

Berdasarkan sensitivitas penurunan investasi yang dilakukan, indikator keekonomian pada *PSC-GS* akan sebanding dengan *PSC-CR* jika investasi yang dikeluarkan kontraktor diturunkan sebesar:

- Untuk IRR = 56,02%
- Untuk NPV = 47,13%
- Untuk POT = 47,09%
- Untuk PIR = 58,99%

4.8 Analisis Risiko

Risiko yang ada terbagi menjadi 3, yaitu *technical risk*, *surface risk*, dan *economic risk*. Masing-masing risiko tersebut memiliki *value* yang nilainya akan semakin tinggi jika parameter-parameter di dalamnya semakin baik. Data keteknikan sudah tersedia, sedangkan data *surface* tidak tersedia sehingga digunakan asumsi untuk data ini. Parameter keekonomian untuk *economic risk* didapatkan dari hasil evaluasi keekonomian yang telah dilakukan. Tabel 3 merupakan hasil analisis risiko dari ketiga risiko tersebut. *Score value* ketiga risiko di atas adalah sebagai berikut:

- *Technical risk* : 0.5
- *Surfaces risk* : 0.25
- *Economic risk* : 0.25

Score value dari masing-masing kriteria di atas ditentukan berdasarkan hasil evaluasi bersama antar disiplin keahlian dalam rapat penilaian proyek suatu Lapangan X.

Berdasarkan nilai kriteria dari masing-masing parameter, diperoleh *Technical Risk Value* sebesar 0.335, *Surfaces Risk Value* sebesar 0.18, dan *Economic Risk Value* sebesar 0.21, sehingga *Total Risk Value (TotRV)* sebesar 0.724. *Summary* dari *risk valuation* ketiga risiko tersebut disajikan pada Tabel 3.

Hasil plot pada Gambar 5 menunjukkan titik berada di Kuadran 2 yang mengindikasikan bahwa strategi *partnershipnya* yaitu *flip/flop operatorship* dan *share* berimbang.

5. Kesimpulan

1. Model Kontrak *Production Sharing Contract – Gross Split* tidak layak diterapkan pada pengembangan Lapangan X, walaupun jika menambahkan *split* bagian Kontraktor hampir mencapai 100%.
2. Model Kontrak *Production Sharing Contract – Gross Split* akan layak diterapkan pada pengembangan Lapangan X jika harga gas lebih dari 9,7 USD/MMBTU dengan tingkat produksi yang dimiliki.
3. Berdasarkan evaluasi keekonomian dan risiko, maka Lapangan X lebih menguntungkan bagi Kontraktor jika menggunakan model kontrak bagi hasil *Production Sharing Contract – Cost Recovery*.

6. Saran

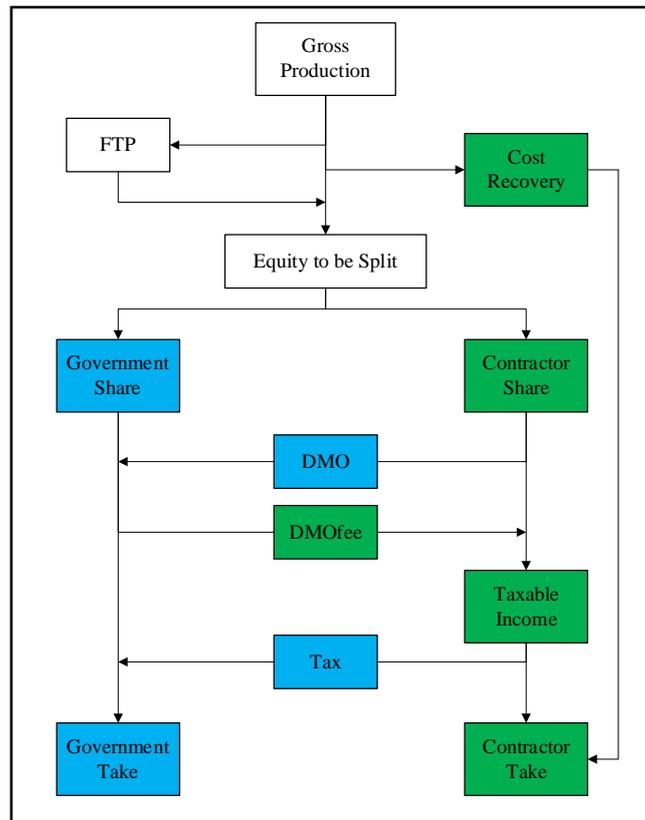
1. Hasil analisis risiko merekomendasikan bahwa untuk mengembangkan Lapangan X seyogyanya kontraktor melakukan strategi partnership dengan kontraktor lain untuk mengurangi risiko.
2. Analisis sensitivitas menunjukkan bahwa harga dan produksi gas sangat berpengaruh terhadap keekonomian pengembangan Lapangan X. Harga gas diasumsikan tetap selama kontrak, sehingga diperlukan penerapan keteknikan yang baik untuk menjaga produksi gas tetap optimal.

DAFTAR PUSTAKA

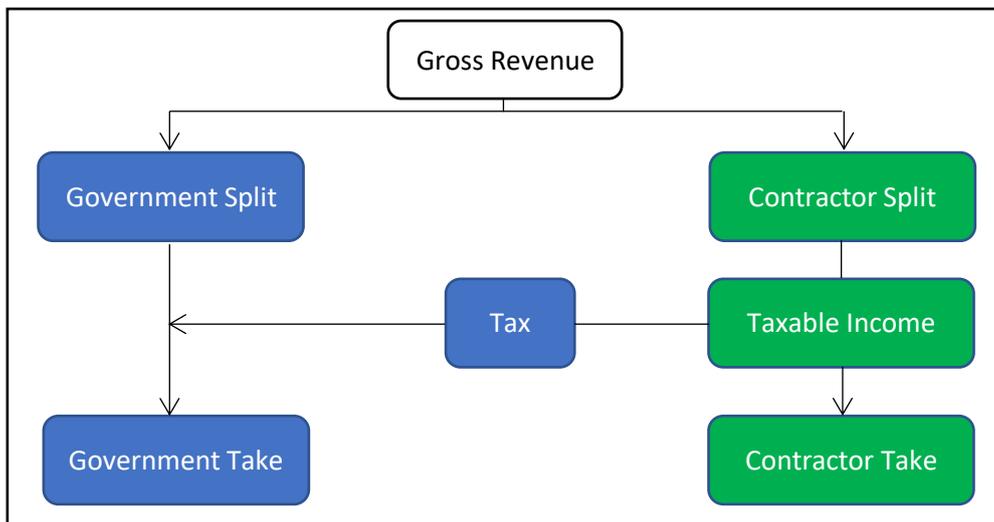
- Lubiantara, B. 2012. *Ekonomi Migas Tinjauan Aspek Komersial Kontrak Migas*. Jakarta.
- Partowidagdo, W. 2000. *Pengelolaan Lapangan*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Galawidya, Diah Ayudya. 2008. *Analisis Perbandingan Termin Fiskal Production Sharing Contract di Indonesia, Production Sharing 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.
- Adiananta, Ragil Tri. 2018. *Evaluasi Keekonomian Lapangan Migas "RAG" Menggunakan Model Kontrak Bagi Hasil Production Sharing Contract-Cost Recovery Dan Production Sharing Contract-Gross Split Pasca Berakhirnya Kontrak Dengan Pemerintah*. Bekasi: Institut Teknologi dan Sains Bandung.
- Kurniawan, Hendrik Riski. 2017. *Evaluasi Keekonomian Wilayah Kerja Migas Non Konvensional X Menggunakan Model Kontrak Production Sharing Contract (PSC) dan Gross Split*. Bekasi: Institut Teknologi dan Sains Bandung.
- Kadya Hanindio. 2019. *Evaluasi Keekonomian Dalam Penentuan Rencana Pengembangan Lapangan Migas di Wilayah Kerja X*. Bekasi: Institut Teknologi Sains Bandung.
- Fauzan, Raden Mas. 2018. *Evaluasi Ekonomi Wilayah Kerja Migas X Dalam Perpanjangan Kontrak Kepada Pemerintah*. Bekasi: Institut Teknologi dan Sains Bandung.
- Purnama, Gandewa Gayuh. 2017. *Evaluasi Keekonomian Wilayah Kerja Migas Konvensional IBU Menggunakan Model Kontrak Bagi Hasil Production Sharing Contract (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.

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.

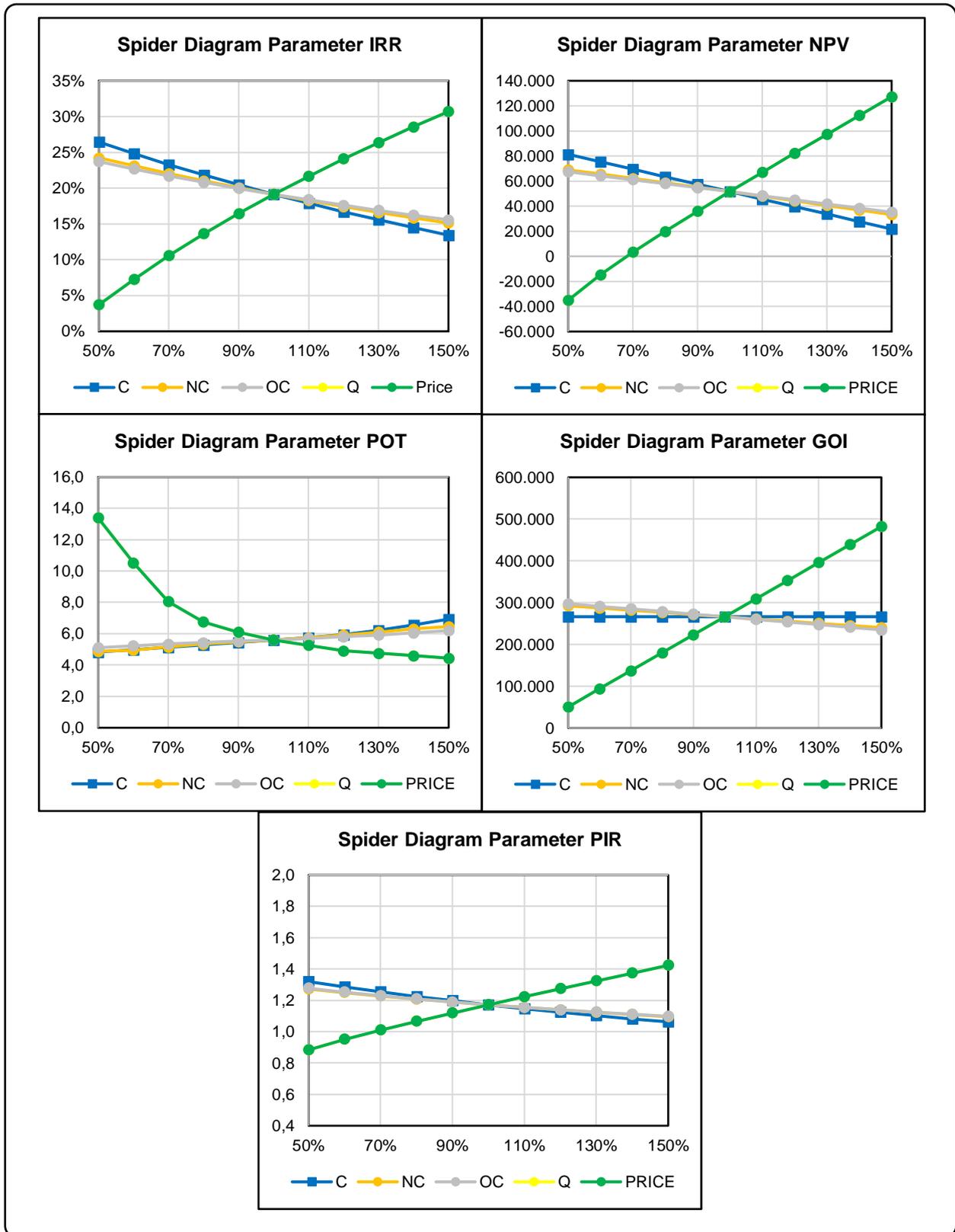
DAFTAR GAMBAR



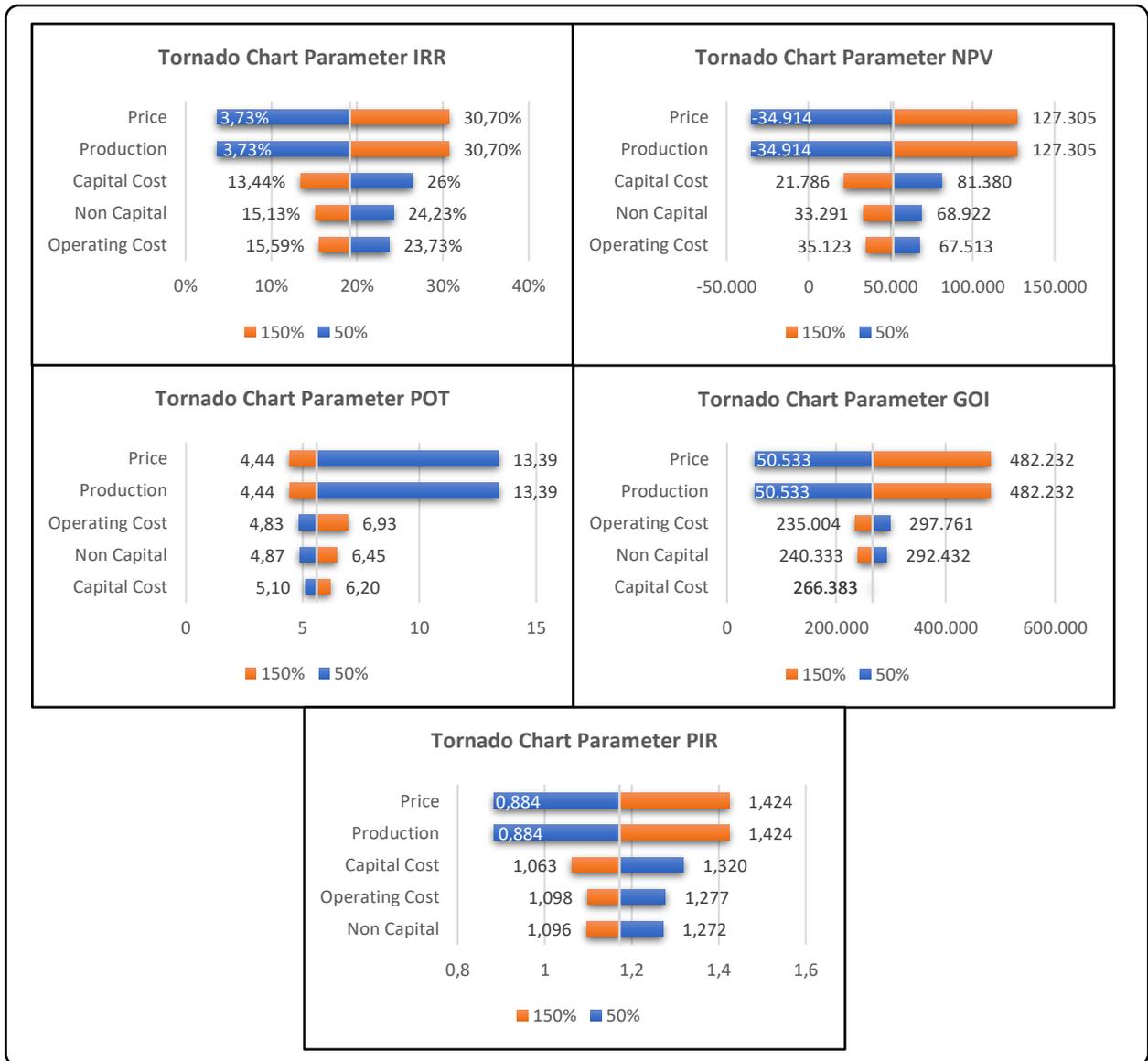
Gambar 1. Skema pembagian hasil PSC-CR (Widjajono, 2006).



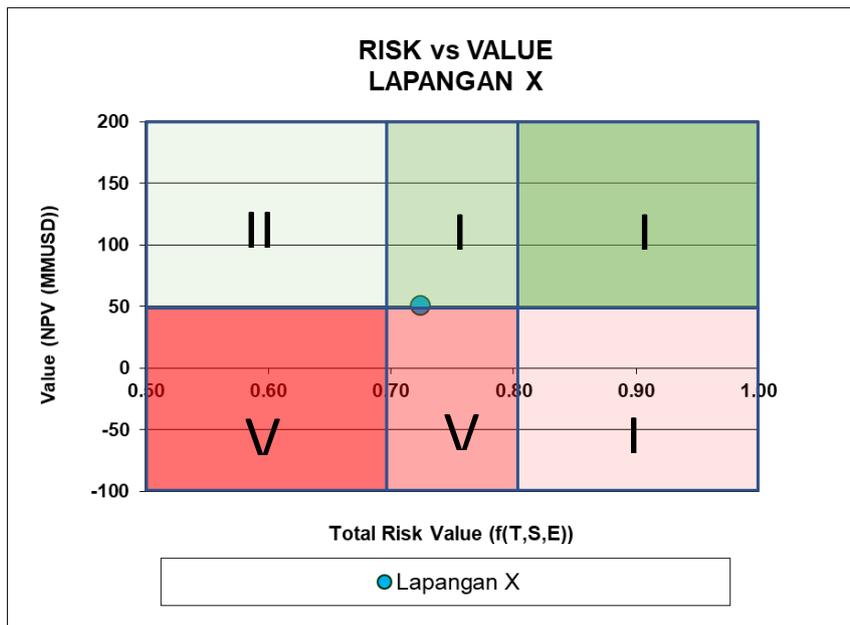
Gambar 2. Skema pembagian hasil PSC-Gross Split (SKKMIGAS, 2017).



Gambar 3. Sensitivitas *Spider Diagram* perubahan *capital*, *non capital*, *operating cost*, laju produksi, dan harga gas.



Gambar 4. Sensitivitas *Tornado Chart* perubahan *capital*, *non capital*, *operating cost*, laju produksi, dan harga gas.



Gambar 5. Risk vs Value Lapangan X.

DAFTAR TABEL

Tabel 1. Jadwal pemboran sumur pengembangan

Lapangan X.

Jadwal Pemboran Sumur Pengembangan	
Year	Development Well
1	0
2	49
3	49
4	3
5	5
6	10
7	8
8	21
9	9
10	34
11	4
12	11
13	6
14	0
15	0
16	0
17	0
18	0
19	0
Total	209

Tabel 2. Profil produksi pengembangan

Lapangan X.

Tahun	Produksi (MSCF/Tahun)
2020	0
2021	0
2022	427.050
2023	5.335.935
2024	9.388.895
2025	9.395.830
2026	9.218.805
2027	9.292.170
2028	9.164.420
2029	9.036.305
2030	8.988.125
2031	9.073.170
2032	9.234.135
2033	8.999.440
2034	8.090.225
2035	6.815.280
2036	5.733.055
2037	4.850.485
2038	4.175.235
2039	3.599.265
Jumlah	88.554.840

Tabel 3. Risk valuation summary.

Main Criteria	SubCriteria WeightScore	Criteria Weight Score	Value Score
Technical Risk Value			0.335
Potensial Reserve	0.67	0.67	
<i>Total Technical Risk Value (TRV)</i>		0.67	
Surfaces Risk Value			0.18
Production Facility	0.63	0.19	
Business Environment	0.77	0.31	
Land Access	0.74	0.22	
<i>Total Surfaces Risk Value (SRV)</i>		0.72	
Economic Risk Value			0.21
Economic Parameter	0.84	0.84	
<i>Total Economic Risk Value (ERV)</i>		0.84	
Total Risk Value (TotRV)			0.724

Tabel 4. Partnership strategy.

Domain	Partnership Strategy
Kuadran 1	Operatorship, Low risk(dominan share)
Kuadran 2	Partnership flip/flop operatorship, Share berimbang
Kuadran 3	Partnership, Share berimbang
Kuadran 4	Partnership flip/flop operatorship, Share minimum
Kuadran 5	Non Operator, Share minimum
Kuadran 6	Non Operator, High risk (dipertimbangkan untuk tidak dilanjutkan)