

**ANALISIS PERBANDINGAN SISTEM KONTRAK PSC *COST*
RECOVERY DAN *GROSS SPLIT* PADA KEEKONOMIAN
LAPANGAN CBM X**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

MUHAMMAD FADLY

NPM 173210127



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2022

**ANALISIS PERBANDINGAN SISTEM KONTRAK PSC *COST*
RECOVERY DAN *GROSS SPLIT* PADA KEEKONOMIAN
LAPANGAN CBM X**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

MUHAMMAD FADLY

NPM 173210127



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2022

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Muhammad Fadly

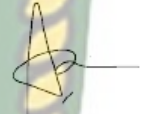
NPM : 173210127


Program Studi : Teknik Perminyakan


Judul Tugas Akhir : Analisis Perbandingan Sistem Kontrak *Psc Cost Recovery* dan *Gross Split* Pada Keekonomian Lapangan Cbm X

Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau.

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Muhammad Ariyon, S.T., MT. ()

Penguji I : Idham Khalid, S.T., M.T. ()

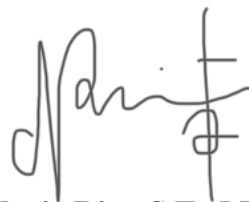
Penguji II : Richa Melysa, S.T., M.T. ()

Ditetapkan di Pekanbaru

Tanggal : 29 Maret 2022

Disahkan Oleh

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**

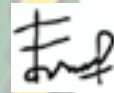


Novia Rita, S.T., M.T.

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum di dalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh.

Pekanbaru, 29 Maret 2022



Muhammad Fadly

NPM 173210127




KATA PENGANTAR

Segala puji dan syukur penulis panjatkan kepada Allah SWT yang telah memberikan nikmat iman dan sehat serta kemudahan kepada saya sehingga saya dapat menyelesaikan proposal penelitian dengan judul “Analisis Perbandingan Sistem Kontrak PSC *Cost Recovery* dan *Gross Split* pada Keekonomian Lapangan CBM X”. Proposal penelitian ini ditulis sebagai salah satu syarat penelitian tugas akhir untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Selama penulisan proposal penelitian ini, penulis tidak terlepas dari berbagai bantuan dan mendorong saya untuk menyelesaikan proposal ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Oleh karena itu, penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Bapak Muhammad Ariyon, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing saya yang telah memberikan bimbingan, masukan, dan motivasi kepada saya.
2. Bapak Tomi Erfando, S.T., M.T. selaku pembimbing akademik saya selama ini yang selalu memberikan saran dan dukungan secara moral kepada saya.
3. Orang tua dan Kakak yang selalu memberikan dukungan, semangat, saran dan motivasi kepada saya.
4. Seluruh sahabat dan teman-teman Teknik Perminyakan UIR yang telah memberikan dukungan kepada saya

Pekanbaru, 29 Maret 2022



(Muhammad Fadly)

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR LAMPIRAN	x
DAFTAR SINGKATAN.....	xi
ABSTRAK	xii
ABSTRACT	xiii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	3
1.4 Batasan Masalah.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 <i>Coal Bed Methane</i>	4
2.2 <i>PSC Cost Recovery</i>	5
2.3 <i>PSC Gross Split</i>	7
2.4 Parameter Perhitungan <i>PSC Cost Recovery</i>	10
2.4.1 Investasi	10
2.4.2 Depresiasi.....	10
2.4.3 <i>Gross Revenue</i>	11
2.4.4 <i>First Tranche Petroleum</i>	11
2.4.5 <i>Cost Recovery</i>	11
2.4.6 <i>Equity To Be Split</i>	11
2.4.7 <i>Profit Share</i>	12
2.4.8 <i>Taxable Income</i>	12
2.4.9 <i>Tax</i>	12
2.4.10 <i>Domestic Market Obligation</i>	12
2.4.11 <i>Government and Kontraktore Take</i>	12
2.5 Parameter Perhitungan <i>PSC Gross Split</i>	13

2.5.1	Investasi	13
2.5.2	Depresiasi.....	13
2.5.3	<i>Gross Revenue</i>	13
2.5.4	<i>Operating Cost</i>	13
2.5.5	<i>Split</i>	13
2.5.6	<i>Deductible Expensive</i>	14
2.5.7	<i>Government and Contractor Take</i>	14
2.6	Indikator Keekonomian	14
2.7	Analisis Sensitivitas	16
2.8	<i>State of The Art</i>	16
BAB III METODOLOGI PENELITIAN		18
3.1	Diagram Penelitian.....	18
3.2	Metode Penelitian	19
3.3	Jenis Penelitian.....	19
3.4	Tempat Penelitian	19
3.5	Waktu Penelitian.....	20
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN		21
4.1	Parameter Perhitungan	21
4.1.1	Data Simulasi	21
4.1.2	Biaya investasi	22
4.1.3	Biaya Operasional.....	23
4.2	Perhitungan Keekonomian	23
4.2.1	Perhitungan <i>Gross revenue</i>	23
4.2.2	Perhitungam Split Kontraktor Kontrak <i>PSC Cost Recovery</i> dan <i>PSC Gross Split</i>	23
4.2.3	<i>Contractor Take</i>	25
4.2.4	<i>Government Take</i>	25
4.2.5	<i>Cost Recovery</i>	26
4.2.6	Proyeksi <i>Net Cash Flow</i>	26
4.3	Analisis Sensitivitas	27
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN		30
5.1	Kesimpulan.....	30
5.2	Saran	30

DAFTAR PUSTAKA..... 31
LAMPIRAN..... 34



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Skema Sistem Kontrak PSC <i>Cost Recovery</i>	6
Gambar 2. 2 Skema Sistem Kontrak PSC <i>Gross Split</i>	7
Gambar 3. 1 Diagram Alir Penelitian	18
Gambar 4. 1 Sensitivitas NPV PSC <i>Cost Recovery</i>	28
Gambar 4. 2 Sensitivitas NPV PSC <i>Gross Split</i>	28
Gambar 4. 3 Sensitivitas IRR PSC <i>Cost Recovery</i>	29
Gambar 4. 4 Sensitivitas IRR PSC <i>Gross Split</i>	29



DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Perubahan PSC <i>Cost Recovery</i> di Indonesia	5
Tabel 2. 2 Komponen <i>Base Split</i>	8
Tabel 2. 3 Komponen <i>Variable split</i>	8
Tabel 2. 4 Komponen <i>Progresif Split</i>	10
Tabel 2. 5 <i>State of the art</i>	16
Tabel 3. 1 Waktu Penelitian	20
Tabel 4. 1 Total Investasi Lapangan CBM X.....	22
Tabel 4. 2 Total Operating Cost	23
Tabel 4. 3 Data <i>Fiscal PSC Cost Recovery</i> dan <i>PSC Gross Split</i>	24
Tabel 4. 4 Penyesuaian <i>Split</i>	24
Tabel 4. 5 <i>Net Cash Flow</i>	26
Tabel 4. 6 Indikator Keekonomian <i>PSC Cost Recovery</i> dan <i>PSC Gross Split</i>	26



DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I Data Produksi Gas

LAMPIRAN II Rincian Biaya Investasi

LAMPIRAN III *Variable Split* pada sistem *PSC Gross Split*

LAMPIRAN IV Progresif Split Pada Sistem *PSC Gross Split*

LAMPIRAN V *Government Take* dan *Contractor Take* Sistem *PSC Cost Recovery*

LAMPIRAN VI *Government Take* dan *Contractor Take* Sistem *PSC Gross Split*

LAMPIRAN VII Hasil Perhitungan Skema *PSC Cost Recovery*

LAMPIRAN VIII Hasil Perhitungan Skema *PSC Gross Split*



DAFTAR SINGKATAN

CBM	<i>Coal Bed Methane</i>
PSC	<i>Production Sharing Contract</i>
ESDM	Energi dan Sumber Daya Mineral
POD	<i>Plan of Development</i>
MARR	<i>Minimum Acceptable Rate Of Return</i>
NPV	<i>Net Present Value</i>
IRR	<i>Internal Rate of Return</i>
POT	<i>Pay Out Time</i>
DMO	<i>Domestic Market Obligation</i>
FTP	<i>First Tranche Petroleum</i>
ETS	<i>Equity To Be Split</i>



**ANALISIS PERBANDINGAN SISTEM KONTRAK PSC *COST*
RECOVERY DAN *GROSS SPLIT* PADA KEEKONOMIAN LAPANGAN
CBM X**

MUHAMMAD FADLY

173210127

ABSTRAK

Gas bumi memiliki peran penting dalam struktur energi global, gas bumi menyumbangkan 23,4% permintaan energi primer global, dengan meningkatnya permintaan gas bumi, diharapkan Indonesia dapat bertransformasi dari negara pengimpor gas bumi menjadi negara pengekspor gas bumi. Salah satu cara untuk mengatasi masalah ini dapat dilakukan dengan meningkatkan pengembangan produksi *unconventional hydrocarbon* jenis gas alam, yaitu Coal Bed Methane (CBM) di Indonesia. Metode penelitian ini akan membahas mengenai langkah-langkah penelitian analisis keekonomian pada lapangan CBM X dengan menggunakan PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split*. Langkah penelitian yang dilakukan dimulai dari pengumpulan data, perhitungan keekonomian, dan menganalisis sensitivitas untuk mengetahui perbandingan dari kedua skema kontrak tersebut. Hasil perhitungan tersebut menunjukkan bahwa sistem kontrak PSC *Gross Split* lebih baik dibandingkan PSC *Cost Recovery* dari segi pendapatan kontraktor, dikarenakan hasil pendapatan kontraktor untuk skema PSC *Gross Split* sebesar 6.563.998 US\$M, sedangkan PSC *Cost Recovery* sebesar 4.672.142 US\$M. Perbandingan selanjutnya yaitu nilai indikator keekonomian seperti NPV, IRR dan, POT. Nilai NPV pada sistem PSC *Gross Split* menunjukkan hasil yang lebih baik dibandingkan pada skema PSC *Cost Recovery*. Nilai NPV PSC *Gross Split* menunjukkan nilai yang positif sebesar 1.318.774,12 US\$M, lebih besar dibandingkan NPV PSC *Cost Recovery* sebesar 923.831,16 US\$M. Nilai POT skema PSC *Gross Split* selama 6,42 tahun, sedangkan POT skema PSC *Cost Recovery* selama 6,38 tahun. Perbandingan nilai POT kedua skema ini memiliki lama waktu yang tidak terlalu jauh. Nilai IRR skema PSC *Gross Split* sebesar 51,55%, sedangkan IRR skema PSC *Cost Recovery* sebesar 36,08%. Berdasarkan perhitungan yang dilakukan didapatkan bahwa PSC *Gross Split* pada lapangan CBM X memiliki hasil lebih baik bagi kontraktor dibandingkan dengan sistem kontrak PSC *Cost Recovery*. Parameter yang berpengaruh terhadap perubahan indikator keekonomian NPV dan IRR pada kedua kontrak tersebut adalah harga gas dan jumlah produksi gas buminya.

Kata Kunci : *Coal Bed Methane, Cost Recovery, Gross Split, IRR, NPV*

COMPARATIVE ANALYSIS OF PSC COST RECOVERY AND GROSS SPLIT CONTRACT SYSTEMS ON THE ECONOMY OF CBM X FIELD

MUHAMMAD FADLY

173210127

ABSTRACT

Natural gas has an important role in the global energy structure, natural gas contributes 23.4% of global primary energy demand, with the increasing demand for natural gas, it is hoped that Indonesia can transform from a natural gas importing country to a natural gas exporting country. One way to overcome this problem can be done by increasing the development of unconventional hydrocarbons of natural gas types, namely Coal Bed Methane (CBM) in Indonesia. This research method will discuss the steps of economic analysis research in the CBM X field using PSC Cost Recovery and PSC Gross Split. The research steps were started from data collection, economic calculation, and sensitivity analysis to find out the comparison of the two contract schemes. The calculation results show that the Gross Split PSC contract system is better than the Cost Recovery PSC in terms of contractor income, because the contractor's income for the Gross Split PSC scheme is 6,563,998 US\$M, while PSC Cost Recovery is 4,672,142 US\$M. The next comparison is the value of economic indicators such as NPV, IRR and, POT. The NPV value in the Gross Split PSC system shows better results than the PSC Cost Recovery scheme. The PSC Gross Split NPV value shows a positive value of 1,318,774.12 US\$M, higher than the PSC Cost Recovery NPV of 923,831.16 US\$M. The POT value for the PSC Gross Split scheme is 6.42 years, while the POT for the PSC Cost Recovery scheme is 6.38 years. Comparison of the POT values of these two schemes has a length of time that is not too far away. The IRR for the Gross Split PSC scheme is 51.55%, while the IRR for the PSC Cost Recovery scheme is 36.08%. Based on the calculations, it was found that the Gross Split PSC in the CBM X field had better results for contractors compared to the Cost Recovery PSC contract system. The parameters that affect the changes in the economic indicators of NPV and IRR in the two contracts are the gas price and the amount of natural gas production.

Keywords: Coal Bed Methane, Cost Recovery, Gross Split, IRR, NPV

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Indonesia merupakan negara yang kaya dengan berbagai sumber daya alam. Sumber daya alam tersebut meliputi, perak, emas, tembaga, batu bara, minyak dan gas bumi, dan lain-lain. Pengolahan dan kepemilikan sumber daya alam merupakan salah satu sumber devisa negara.

Migas adalah sumber devisa negara yang dapat diandalkan sebagai katalis utama dalam melaksanakan pembangunan untuk kemakmuran rakyat Indonesia, maka dari itu tidak terbantahkan jika minyak serta gas bumi ialah komoditas strategis yang berfungsi sebagai penyedia bahan baku industri sekaligus mencukupi kebutuhan energi dalam negeri serta penghasil devisa negara terbanyak, sehingga pengelolannya harus optimal agar dapat dimanfaatkan untuk kesejahteraan rakyat.

Kebutuhan energi dunia sampai saat ini 83% didominasi oleh energi fosil. Fakta ini mendorong para pelaku di industri migas untuk terus melakukan kegiatan eksplorasi serta eksploitasi sumber daya hidrokarbon (Jumiati & Danang, 2018). Gas bumi merupakan energi tak terbarukan yang memiliki peran penting dalam struktur energi global, gas bumi menyumbang 23,4% permintaan energi primer global (Cardoso & Silva, 2019). Menurut (Purwanto, 2016) dengan meningkatnya permintaan gas bumi, diharapkan Indonesia dapat bertransformasi dari negara pengimpor gas bumi menjadi negara pengekspor gas bumi. Salah satu cara untuk mengatasi masalah ini dapat dilakukan dengan meningkatkan pengembangan produksi *unconventional hydrocarbon* jenis gas alam, yaitu Coal Bed Methane (CBM) di Indonesia.

Gas metana batubara atau yang biasa dikenal dengan *coalbed methane* (CBM) merupakan sumber energi yang relatif baru yang dihasilkan secara alami selama pembentukan batu bara (coalification). Gas yang terdapat pada CBM merupakan jenis gas yang mengandung $\pm 90\%$ gas metana dan $\pm 10\%$ lainnya adalah gas alam (hidrokarbon), yang merupakan sumber energi yang lebih ramah lingkungan dengan gas metana sebagai komponen utamanya (Pahlevi, Fathaddin, & Nuraeni, 2015). CBM merupakan energi alternatif yang berasal dari batubara

yang belum dikembangkan di Indonesia. CBM di Indonesia memiliki potensi yang cukup besar, yaitu Indonesia menempati urutan keempat di dunia sebesar (453,3 tcf). Dengan begitu banyak potensi, CBM adalah sumber energi yang dapat diandalkan (Djohor & Pramudito, 2018).

Kegiatan yang berhubungan dengan usaha migas dibagi menjadi dua, yaitu kegiatan usaha hulu dan hilir. Kegiatan pada hulu migas meliputi eksplorasi dan produksi, sedangkan untuk kegiatan hilir migas dilakukan kegiatan pengolahan, pengangkutan dan pemasaran (Al-Islami, 2015). Kegiatan hulu migas, Indonesia menggunakan dua kontrak yaitu *Production Sharing Contract* (PSC) *Recovery* dan *Gross Split*, yang mana sekarang dikenal dengan Kontrak Kerja Sama (KKS).

Production Sharing Contract merupakan kontrak dalam dunia migas dengan pola bagi hasil. Di dalam PSC (*Production Sharing Contract*) pihak kontraktor dan pemerintah membagi total output pada setiap periode sesuai dengan rasio yang telah disepakati oleh para pihak di bawah persyaratan PSC tersebut (Arba, Satryadin, Priyono, & Gutami, 2016). Pada tahun 2017 pemerintah menetapkan adanya sistem kontrak yang terbaru, yaitu sistem kontrak *Gross Split*, dalam sistem ini *Cost Recovery* diiadakan dari perjanjian serta seluruh bayaran operasi ditanggung oleh pihak kontraktor (Hernandoko & Najib Imanullah, 2018).

Dengan adanya sistem baru ini, tentu ada perbedaan antara *Cost Recovery* dan *Gross Split*. Maka dari itu penulis ingin membandingkan keekonomian antara kedua kontrak kerjasama tersebut.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

- 1) Menghitung nilai dari indikator keekonomian menggunakan PSC *Cost Recovery* dan *Gross Split*.
- 2) Melakukan analisis sensitivitas untuk mengetahui parameter apa yang paling berpengaruh terhadap indikator-indikator keekonomian lapangan CBM X.
- 3) Menentukan kontrak kerjasama manakah yang lebih menguntungkan untuk diterapkan pada lapangan CBM X.

1.3 Manfaat Penelitian

Adapun beberapa manfaat yang dapat kita ambil pada penelitian ini adalah:

1) Perusahaan

Menjadi salah satu bahan rujukan bagi perusahaan dalam mengambil keputusan untuk pengembangan lapangan CBM.

2) Akademis

Menambah pengetahuan dan memberikan gambaran bagi para pembaca sehingga dapat memahami dua sistem kontrak yang ada di Indonesia yaitu *PSC Cost Recovery* dan *Gross Split* serta dapat digunakan sebagai referensi untuk penelitian selanjutnya.

1.4 Batasan Masalah

Penelitian ini dibatasi oleh aspek-aspek yang menganalisis dan membandingkan *PSC Cost Recovery* dan *Gross Split* dengan tujuan untuk mengetahui sistem bagi hasil apa yang lebih menguntungkan kontraktor dari ketiga indikator NPV, IRR, dan POT dengan mempertimbangkan data-data.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Minyak dan gas bumi merupakan sumber daya alam yang tidak terbarukan. Hal tersebut disebabkan karena minyak bumi membutuhkan waktu yang lama dalam proses pembentukannya. Berdasarkan atas firman Allah, Tidaklah kami ciptakan langit dan bumi, serta apa yang ada antara keduanya, melainkan dengan (tujuan) yang benar dan sampai waktu yang ditentukan, (QS Al-Ahqaf [46]:3) dan Semua yang ada di bumi itu akan sirna, (QS Ar-Rahman [55]:26).

2.1 *Coal Bed Methane*

Coal bed methane (CBM) adalah sumber energy baru yang termasuk dalam jenis unconventional hydrocarbon. Coal bed mathen dianggap sebagai energi gas alternative koventional yang cadangannya diperkirakan akan habis di masa mendatang (Susanto, Sondakh, Sitaesmi, & Hananda, 2019)

Cadangan CBM Indonesia berpotensi menjadi cadangan CBM berkualitas tinggi. Cadangan yang ada di Indonesia diperkirakan setidaknya 12,8 Trilliun m³. Cadangan CBM Indonesia terletak di pulau Sumatera dan Kalimantan. Batubara Indonesia memiliki kandungan gas sedang hingga rendah dan tingkat panas yang relatif rendah (Hamawand, Yusaf, & Hamawand, 2013).

Dalam produksi CBM di Indonesia banyak kendala yang dihadapi. Untuk mengurangi masalah produksi CBM tersebut, pemerintah telah melakukan beberapa langkah yang juga telah dibahas antara operator CBM, Ditjen Migas, dan SKK Migas. Masalah yang perlu diselesaikan tidak hanya masalah teknis seperti masalah pendanaan, tetapi juga masalah prosedur dan regulasi (Irawan, Nurcahyanto, Azmy, Paju, & Ernata, 2017). Selain hal tersebut, bentuk dari keseriusan pemerintah dalam pengembangan *coal bed methane* (CBM) sebagai salah satu sumber energy alternatif diwujudkan melalui peraturan Menteri ESDM nomor 033 tahun 2006 tentang Perusahaan Gas Metana Batubara (CBM) diharapkan dapat mencapai tingkat komersialisasi (Rosyadi, 2010).

2.2 PSC Cost Recovery

Sistem kontrak PSC *Cost Recovery* ialah mekanisme kerjasama pengelolaan migas antara pihak kontraktor dan pemerintah di Indonesia untuk menambah pendapatan negara melalui sumber daya alam serta menarik investor agar berinvestasi di Indonesia.

Sistem kontrak ini sudah mengalami beberapa kali perubahan. Perubahan yang dimaksud adalah perubahan FTP, *Cost Recovery Ceiling*, *Investment Credit*, DMO, dan ETS antara pemerintah dengan kotaktor. Berikut merupakan tabel perubahan PSC *Cost Recovery* di Indonesia.

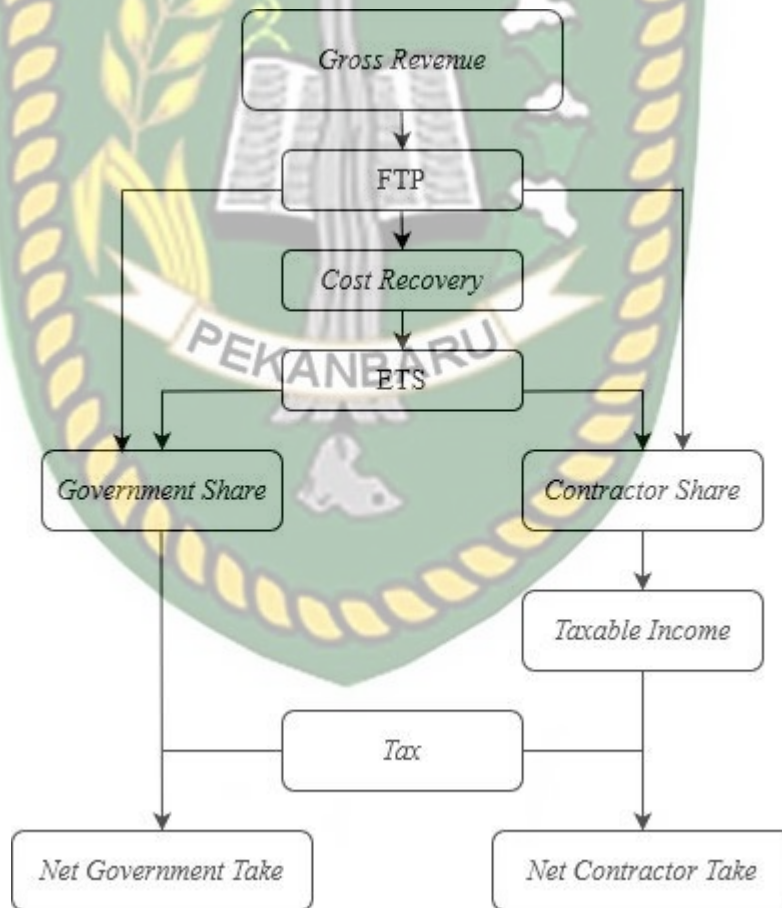
Tabel 2. 1 Perubahan PSC *Cost Recovery* di Indonesia

Ketentuan Fisikal	PSC I (1965-1976)	PSC II (1976-1988)	PSC III (Sejak 1988)
FTP	-	-	20%
<i>Cost Recovery Ceiling</i>	40%	100%	100% setelah FTP
<i>Split (Oil) Government Contractor</i>	65% :35%	85% :15%	85% : 15 %
<i>Split Gas</i>	-	70% : 30% atau 65% : 35%	70% : 30% atau 65% : 35%
<i>Investment Credit</i>	-	20%	17%-20%
DMO	25% bagian kontraktor dengan harga 0.2\$/barrel	25% bagian Kontaktor, harga ekspor selama 5 tahun pertama, dan 0,2\$/barrel setelahnya	25% bagian kontaktor, harga ekspor selama 5 tahun pertama dan 10% ICP setelahnya

PSC generasi III atau PSC yang digunakan selama ini dapat diterapkan karena sistem PSC generasi II menghilangkan batas atas *Cost Recovery* sehingga

tidak ada jaminan pendapatan bagi pemerintah. Oleh sebab itu, PSC generasi III memperkenalkan sistem FTP (*First Tranche Petroleum*) sebesar 20%. Saat membuat PSC generasi III, ada program yang disebut paket intensif. Hal ini dipicu oleh beberapa faktor, yaitu melemahnya aktivitas migas di mancanegara karena penurunan harga minyak dari tahun 1990 hingga 1998, serta adanya perkembangan dimana terdapat negara baru yang mulai menyediakan wilayah bagi para investor (Kusrini & Abror, 2019).

Keuntungan dari sistem PSC *Cost Recovery* yaitu negara memiliki kendali atas pengelolaan dan kepemilikan sumber daya minyak dan gas. Negara juga tidak terkena resiko dari kegagalan eksplorasi, sebab biaya modal pada kondisi itu tidak diganti dalam sistem kontrak PSC *Cost Recovery* itu sendiri. Pada gambar 2.1 dibawah ini merupakan skema perhitungan keekonomian dari PSC *Cost Recovery*.

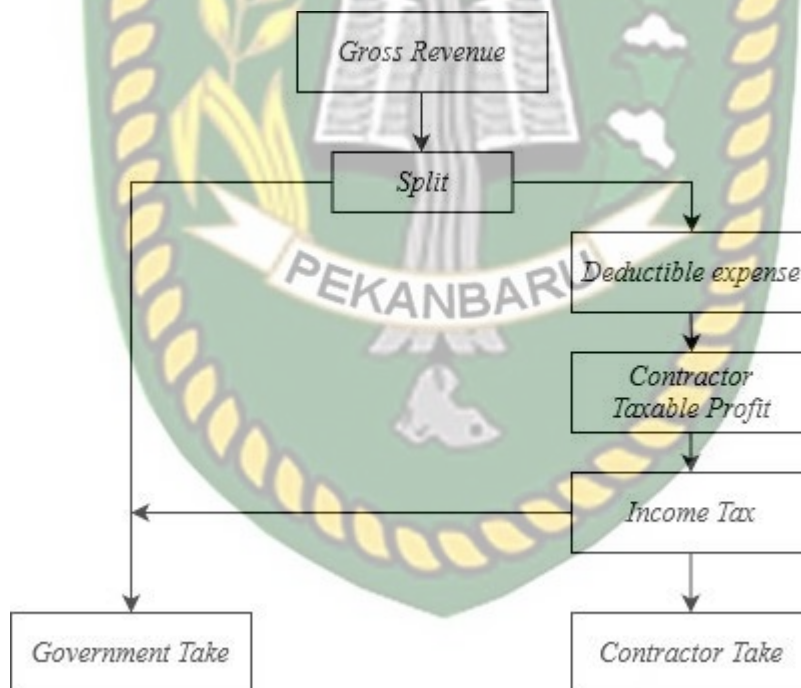


Gambar 2. 1 Skema Sistem Kontrak PSC *Cost Recovery* (Lubiantara, 2012)

2.3 PSC Gross Split

PSC *Gross Split* diumumkan sebagai kontrak baru di Indonesia pada awal tahun 2017 dengan ditetapkannya Peraturan Menteri ESDM RI No.08/2017 kemudian diubah menjadi Peraturan Menteri ESDM RI NO.52/2017. Tujuan dari perubahan skema ini agar kegiatan eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi di Indonesia lebih efektif dan efisien (Afiati, Irham, & Pramadika, 2020).

Dalam PSC *Gross Split* komponen *Cost Recovery* tidak diberlakukan, sehingga kontraktor menanggung seluruh biaya kegiatan operasi hulu migas. Di sisi lain, negara hanya menerima bagi hasil produksi. PSC *Gross Split* berlaku pada wilayah kerja (WK) baru dan WK yang mempunyai jangka waktu kontraknya berakhir namun masa kontraknya tidak diperpanjang. WK migas yang telah diperpanjang kontraknya bisa memilih untuk tetap menggunakan skema PSC *Cost Recovery* atau PSC yang baru yaitu PSC *Gross Split*.



Gambar 2. 2 Skema Sistem Kontrak PSC *Gross Split*

Sebelum melakukan perhitungan keekonomian, dilakukan perhitungan split terlebih dahulu untuk pihak kontraktor dan pemerintah. Pada skema bagi hasil *gross split*, terdapat tiga komponen perhitungan *split* yaitu *base split*, *variable split*, serta *progressive split*. Ketiga komponen tersebut dijumlahkan untuk menghasilkan besaran *split* agar kontraktor dan pemerintah dapat menyesuaikan.

Pemerintah menetapkan besaran dari bagi hasil *base split* dengan angka untuk minyak bumi sebesar 57% bagian pemerintah dan 43% bagian kontraktor, sedangkan gas 52% bagian pemerintah dan 48% bagian kontraktor. Pada bagian *variable split* terdapat komponen yang mendapat *split correction* sesuai dengan karakteristik wilayah kerja tersebut (Afiati et al., 2020).

Tabel 2. 2 Komponen *Base Split*

BASE SPLIT	OIL	GAS
<i>Government</i>	57%	52%
<i>Contractor</i>	43%	48%

Sumber : (Menteti Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia, 2017)

Tabel 2. 3 Komponen *Variable split*

No	Karakteristik	Parameter	Koreksi Split Bagian Kontraktor (%)
1	Status Lapangan	POD I	5
		POD II	3
		POD III	0
2	Kondisi Lapangan (*h = Kedalaman laut dalam meter)	<i>Onshore</i>	0
		<i>Offshore</i> ($0 < h \leq 20$)	8
		<i>Offshore</i> ($20 < h \leq 50$)	10
		<i>Offshore</i> ($50 < h \leq 150$)	12
		<i>Offshore</i> ($150 < h \leq 1000$)	14
		<i>Offshore</i> ($h > 1000$)	16
3	Kedalaman Reservoir (m)	≤ 2500	0
		> 2500	1
4	Ketersediaan Ifrastruktur	<i>Well Development</i>	0

	Pendukung	<i>New Frontiner</i> <i>Offshore</i>	2
		<i>New Frontier</i> <i>Onshore</i>	4
5	Jenis Reservoir	<i>Conventional</i>	0
		<i>Unconventional</i>	16
6	Kandungan CO ₂ (%)	< 5	0
		$5 \leq x \leq 10$	0,5
		$10 \leq x \leq 20$	1
		$20 \leq x \leq 40$	1,5
		$40 \leq x \leq 60$	2
		$x \geq 60$	4
7	Kandungan H ₂ S (ppm)	< 100	0
		$100 \leq x < 1000$	1
		$1000 \leq x < 2000$	2
		$2000 \leq x < 3000$	3
		$3000 \leq x < 4000$	4
		$x \geq 4000$	5
8	Berat Jenis Minyak Bumi (API)	< 25	1
		≥ 25	0
9	Tingkat Komponen Dalam Negeri (TKDN)	$30 \leq x < 50$	2
		$50 \leq x < 70$	3
		$70 \leq x < 100$	4
10	Tahapan Produksi	Primer	0
		Sekunder	6
		Tersier	10

Sumber : (Menteti Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia, 2017)

Dalam *Variable Split* terdapat 10 karakteristik lapangan untuk meningkatkan split yang diterima oleh kontraktor, sedangkan *Progressive Split* terdapat 3 karakteristik yaitu harga minyak dan gas bumi serta akumulasi produksi.

Tabel 2. 4 Komponen *Progresif Split*

No	Karakteristik	Parameter	Koreksi Split Bagian Kontraktor (%)
1	Harga Minyak Bumi (US\$/barrel)		$(85 - ICP) \times 0,25$
2	Harga Gas Bumi (US\$/barrel)	< 7	$(7 - \text{Harga Gas Bumi}) \times 0,25$
		7 - 10	0,0
		> 10	$(10 - \text{Harga Gas Bumi}) \times 2,5$
3	Jumlah Kumulatif Produksi Minyak dan Gas Bumi (MMBOE)	<30	10
		30 - 60	9
		60 - 90	8
		90 - 125	6
		125 - 175	4
	≥ 175	0	

Sumber : (Menteti Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia, 2017)

2.4 Parameter Perhitungan PSC Cost Recovery

Penjelasan mengenai parameter perhitungan yang digunakan untuk menghitung keekonomian pada PSC *Cost Recovery* sebagai berikut.

2.4.1 Investasi

Investasi terbagi dalam bentuk modal (*capital*) dan non modal (*non capital*). Sebutan ini digunakan untuk mengartikan nilai suatu benda sebagai fungsi modal. Barang yang tergolong modal adalah barang yang dianggap nilainya berkurang dari waktu ke waktu, sedangkan untuk barang non modal dianggap tidak memiliki nilai serta dapat disusutkan atau depresiasi.

2.4.2 Depresiasi

Depresiasi adalah pengurangan atau pembayaran biaya modal berdasarkan hasil tahunan. Hal yang perlu diperhatikan dalam perhitungan depresiasi suatu benda ialah biaya awal, harga yang didapat pada waktu benda selesai dipakai dan lama waktu pemakaiannya.

2.4.3 Gross Revenue

Gross Revenue ialah penghasilan kotor yang diperoleh dari jumlah produksi per tahun kemudian dikalikan dengan harga minyak atau gas di tahun yang sama. Rumus *Gross Revenue* adalah sebagai berikut:

$$\text{Gross Revenue} = \text{Harga gas} \times \text{Produksi Tahunan} \quad (1)$$

2.4.4 First Tranche Petroleum (FTP)

First Tranche Petroleum ialah hasil dari produksi migas yang wajib disisihkan sebelum dikurangi *Cost Recovery*, kemudian pemerintah dan kontraktor membaginya sesuai dengan sistem yang berlaku. Rumus dari FTP adalah sebagai berikut:

$$\text{FTP} = \text{Gross Revenue} \times 20\% \quad (2)$$

2.4.5 Cost Recovery

Cost Recovery ialah suatu hal yang berhubungan dengan pengembalian biaya operasi eksplorasi dan eksploitasi migas. *Cost Recovery* terbagi atas:

1. *Non capital cost* (NCC)
2. *Depresiasi capital cost* (DCC)
3. *Operating cost* (OPEX)
4. *Unrecovered cost* (UC)

Rumus untuk mencari *Cost Recovery* yaitu:

$$\text{Cost Recovery} = \text{DCC} + \text{NCC} + \text{OPEX} + \text{UC} \quad (3)$$

2.4.6 Equity To Be Split

Equity To Be Splitt ialah *Gross Revenue* kemudian dikurangi FTP, insentif investasi (jika ada), dan pengembalian biaya operasi, dengan rumus sebagai berikut:

$$\text{ETS} = \text{Gross Revenue} - \text{FTP} - \text{Cost Recovery} \quad (4)$$

2.4.7 Profit Share

Setelah melakukan pembagian FTP dan *Cost Recovery*, kemudian produksi migas yang disebut dengan *profit share* akan dibagi antara kontraktor (*contractor share*) dan pemerintah (*government share*). Pembagian ini bisa bermacam-macam, ada yang besarnya 70%:30% dan ada juga yang berubah dengan skala yang meningkat.

2.4.8 Taxable Income

Taxable Income merupakan pendapatan dari kontraktor sebelum dikenakan pajak oleh pemerintah. Rumus *Taxable income* sebagai berikut:

$$Taxable\ Income = ETS + FTP - DMO\ Net + IC \quad (5)$$

2.4.9 Tax

Besarnya nilai *tax* ialah total persentase tax dari jumlah penghasilan yang dihitung dengan rumus berikut ini:

$$Tax = \% Government\ Tax \times Taxable\ Income \quad (6)$$

Government tax adalah pajak yang didapat oleh pemerintah dari kontraktor atau *taxable income*.

2.4.10 Domestic Market Obligation (DMO)

Domestic Market Obligation merupakan kewajiban penyerahan kontraktor kepada pemerintah untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri dengan harga yang lebih rendah dari pasar. *DMO fee* adalah imbalan yang harus dibayarkan dari pemerintah ke kontraktor atas DMO yang diajukan. Rumus yang digunakan untuk menghitung nilai DMO dan *DMO fee*:

$$DMO = 25\% \times Produksi \quad (7)$$

$$DMO\ Fee = 25\% \times Harga\ Minyak\ atau\ Harga\ Gas \times Volume\ DMO \quad (8)$$

2.4.11 Government and Contractore Take

Government Take ialah besarnya pendapatan yang diterima pemerintah yang bersumber dari pajak, *profit share* dan lain-lain. *Contractore Take* ialah besarnya pendapatan yang diterima oleh kontraktor. Rumus untuk mencari *Government* dan *Contractore Take* yaitu:

$$Gov\ Take = Gov\ Share + (DMO - DMO\ Fee) + GOV\ Tax \quad (9)$$

$$Count\ Take = Cost\ Recovery + Net\ Contractor\ Take \quad (10)$$

2.5 Parameter Perhitungan *PSC Gross Split*

Penjelasan mengenai parameter perhitungan yang digunakan untuk menghitung keekonomian pada *PSC Cost Recovery* sebagai berikut.

2.5.1 Investasi

Investasi terbagi dalam bentuk modal (*capital*) dan non modal (*non capital*). Sebutan ini digunakan untuk mengartikan nilai suatu benda sebagai fungsi modal. Barang yang tergolong modal adalah barang yang dianggap nilainya berkurang dari waktu ke waktu, sedangkan untuk barang non modal dianggap tidak memiliki nilai serta dapat disusutkan atau depresiasi.

2.5.2 Depresiasi

Depresiasi adalah pengurangan atau pembayaran biaya modal berdasarkan hasil tahunan. Hal yang perlu diperhatikan dalam perhitungan depresiasi suatu benda ialah biaya awal, harga yang didapat pada waktu benda selesai dipakai dan lama waktu pemakaiannya.

2.5.3 *Gross Revenue*

Gross Revenue ialah penghasilan kotor yang diperoleh dari jumlah produksi per tahun kemudian dikalikan dengan harga minyak atau gas di tahun yang sama. Rumus *Gross Revenue* adalah sebagai berikut:

$$\text{Gross Revenue} = \text{Harga gas} \times \text{Produksi Tahunan} \quad (11)$$

2.5.4 *Operating Cost*

Operating cost merupakan modal yang digunakan untuk menjaga keberlangsungan produksi migas. Perhitungan *operating cost* atau opex pada ekonomi migas dapat dihitung berdasarkan jumlah produksi gas, yaitu dengan rumus sebagai berikut:

$$\text{Operating Cost} = \text{Opex} \times \text{Produksi Tahunan} \quad (12)$$

2.5.5 *Split*

Split adalah pembagian dari hasil produksi pada kontraktor dengan pemerintah dari kegiatan hulu migas dengan menjumlahkan *base split*, *variable split*, dan *progressive split* yang mana dapat dihitung dengan rumus:

$$\text{Contractor Split} = \text{Base Split} + \text{Variable Split} + \text{Progressive Split} \quad (13)$$

$$\text{Government Split} = 100\% - \text{Contractore Split} \quad (14)$$

2.5.6 *Deductible Expensive*

Deductible expense merupakan total biaya pengeluaran yang digunakan untuk pengurang hasil pendapatan kotor yang akan di pajakkan. *Deductible expense* dapat dihitung dengan rumus berikut:

$$\text{Deductible Exp} = \text{Non Capital Cost} + \text{Depresiasi} + \text{Operating Cost} \quad (15)$$

2.5.7 *Government and Contractor Take*

Government Take ialah besarnya pendapatan yang diterima pemerintah yang bersumber dari pajak, *profit share* dan lain-lain. *Contractore Take* ialah besarnya pendapatan yang diterima oleh kontraktor. Rumus untuk mencari *Goverenment* dan *Contractore Take* yaitu:

$$\text{Government Take} = \text{Government Tax} + \text{Gross Government Take} \quad (16)$$

$$\text{Contractor Take} = \text{Con.Taxable Share} - \text{Government Tax Entitlement} \quad (17)$$

2.6 *Indikator Keekonomian*

Industri migas merupakan industri dengan resiko bisnis yang tinggi (*high risk*). Untuk mengavaluasi kelayakan kontrak pengembangan migas, perlu ditentukan beberapa faktor yang menunjukkan profitabilitas. Faktor-faktor ini disebut indikator keuntungan (Ariyon, 2013). Investor hanya akan memilih negara yang serius dalam eksplorasi dan eksploitasi. Aspek penting yang sangat diperhatikan investor ialah kebijakan migas di negara tersebut (Ariyon, 2012).

Untuk mengetahui kelayakan dari suatu proyek maka perlu ditinjau secara finansial. Indikator yang akan dihitung pada penelitian ini untuk menentukan kelayakan penelitian ini adalah *Net Present Value* (NPV), *Internal Rate of Return* (IRR), dan *Pay Out Time* (POT)

1) *Net Present Value* (NPV)

Net present value adalah akumulasi keuntungan bersih pada waktu sekarang berdsarkan jangka waktu tertentu (Sentosa, Amin, & Prabu, 2015). NPV diharapkan bernilai positif karena menunjukkan bahwa rencana bisnis tersebut menguntungkan. Persamaan untuk mencari NPV adalah:

$$NPV = -C + \frac{S_1}{(1+i)^1} + \frac{S_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{S_n}{(1+i)^n} \quad (18)$$

Keterangan:

NPV = *net present value*, US\$
 -C = *initial investment*, US\$
 S₁ = *net cash flow* tahun ke- 1
 S₂ = *net cash flow* tahun ke- 2 dan seterusnya sampai tahun ke-n
 n = *jumlah tahun* (umur proyek), tahun
 I = *discount rate*

2) *Internal Rate Of Return (IRR)*

Internal Rate Of Return (IRR) adalah tingkat dimana nilai NPV dari arus masuk kas sama dengan tingkat pengembalian arus keluar, dengan istilah lain IRR adalah tingkat diskonto yang menghasilkan NPV = 0 (Yasuha & Saifi, 2017). Persamaan untuk mencari IRR adalah:

$$IRR = i_1 + (i_2 - i_1) \left(\frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2} \right) \quad (19)$$

Keterangan:

NPV₁ = *net present value positif*
 NPV₂ = *net present value negative*
 i₁ = *discount rate ke- 1*
 i₂ = *discount rate ke- 2*

3) *Pay Out Time (POT)*

Pay Out Time atau disebut dengan metode *Payback Period* merupakan metode pengukuran seberapa cepat pengembalian biaya awal (Purnatiyo, 2014). Semakin cepat waktu pengembalian modal, maka dapat diartikan proyek tersebut layak dijalankan. Persamaan untuk mencari Pay Out Time adalah:

$$POT = Y_1 + \left(\frac{X - X_1}{X_2 - X_1} \right) (Y_2 - Y_1) \quad (20)$$

Keterangan:

POT = *pay out time*
 X₁ = nilai *cash flow* negatif terakhir
 X₂ = nilai *cash flow* positif pertama
 X = nilai *cash flow* sama dengan nol
 Y₁ = waktu akhir *cash flow* bernilai negatif
 Y₂ = waktu awal *cash flow* bernilai negative

2.7 Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas dilakukan untuk memeriksa kelayakan proyek jika terjadi perubahan pendapatan dan biaya (Hasugian, Ingrid, & Wardana, 2020). Layak atau tidak layak suatu proyek sangat bergantung pada nilai kriteria investasi yaitu POT, NPV, IRR, dan B/C. Keempat nilai kriteria tersebut dipengaruhi oleh besarnya manfaat baik dari sisi pendapatan maupun biaya. Alasan untuk melakukan analisis sensitivitas adalah untuk mengantisipasi perubahan seperti kenaikan biaya, penurunan produktivitas dan jadwal proyek yang tertunda.

Kekurangan dari analisis sensitivitas ini adalah apabila suatu keputusan secara tidak sengaja membuat kesalahan estimasi pada salah satu variabel, maka akan mengakibatkan terjadinya kesalahan dalam pengambilan keputusan.

2.8 State of The Art

Pada *state of the art* ini, terdapat beberapa contoh penelitian sebelumnya, yang digunakan untuk pedoman dalam penelitian yang akan dilakukan nantinya serta digunakan sebagai bahan referensi dan perbandingan pada penelitian ini.

Tabel 2. 5 State of the art

NO	Judul Penelitian	Variabel	Metode	Hasil
1	Studi Kelayakan Keekonomian Pengembangan Lapangan GX, GY, dan GZ Dengan Sistem PSC dan <i>Gross Split</i> (William, Kartoatmodjo, & Prima, 2017)	<i>NPV</i> , <i>IRR</i> , <i>POT</i> .	Analisis ekonomi	Berdasarkan hasil analisis kelayakan ekonomi pada skema PSC <i>Cost Recovery</i> dan Gross pada lapanganGX, GY, dan GZ yaitu 636.886 MUS\$ dan 847.780 MUS\$, 350.743 MUS\$ dan 553.102 MUS\$, 110.999 MUS\$ dan 211.810 MUS\$, hasilnya diperoleh bahwa <i>Gross Split</i> lebih baik karena nilai NPV yang lebih besar dari skema <i>Cost Recovery</i> .
2	Studi Perbandingan Keekonomian Pengembangan Lapangan Minyak	<i>NPV</i> , <i>IRR</i> , <i>POT</i>	Analisis ekonomi	Dari hasil perhitungan keekonomian pada lapangan marjinal menunjukkan bahwa

	Marjinal Menggunakan <i>Production Sharing Contract</i> dan <i>Gross Split</i> (Ariyon & Dewi, 2018)			PSC <i>Gross Split</i> lebih ekonomis dikarenakan nilai NPV bernilai positif, dengan nilai IRR lebih besar dari MARR, serta POT sebelum umur proyek.
3	Implikasi Berubahnya Kontrak Bagi Hasil (<i>Production Sharing Contract</i>) Ke Kontrak Bagi Hasil <i>Gross Split</i> Terhadap Investasi Minyak dan Gas Bumi Di Indonesia (Hernandoko & Najib Imanullah, 2018)	<i>UUD, Split, IRR</i>	Analisis ekonomi	Kontrak <i>Gross Split</i> membuat iklim investasi migas meningkat tentunya lebih menguntungkan dari PSC. Hal tersebut dapat dilihat dari nilai IRR <i>Gross Split</i> lebih tinggi dari PSC yaitu sebesar 28,8%.
4	Tantangan Keekonomian Kontrak Bagi Hasil <i>Gross Split</i> dan <i>Cost Recovery</i> . Studi Kasus Lapangan Gas Offshore di Sumatera Bagian Utara (Jumiati & Danang, 2018)	<i>Split, Cash Flow, POT,</i>	Analisis ekonomi	Hasil analisis menunjukkan bahwa pemerintah memperoleh cash flow lebih banyak pada sistem <i>Gross Split</i> yaitu kurang dari 20%. POT <i>Gross Split</i> lebih lambat dari pada <i>Cost Recovery</i> .
5	Perbandingan Antara <i>Production Sharing Contract</i> dan <i>Gross Split</i> Dalam Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi Di Indonesia (Floriantina, 2021)	<i>UUD, Split, FTP</i>	Analisis hukum normatif	Penelitian ini melakukan perbandingan terhadap kedua sistem kontrak tersebut, dimana terjadi penghapusan pengembalian biaya operasi dan FTP pada PSC <i>Gross Split</i> .

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Diagram Penelitian

Metodologi yang digunakan dalam proses penelitian ini digambarkan sebagai diagram alir, dapat dilihat pada gambar 3.1.



Gambar 3. 1 Diagram Alir Penelitian

3.2 Metode Penelitian

Metode penelitian ini akan membahas mengenai langkah-langkah penelitian analisis keekonomian pada lapangan CBM X dengan menggunakan PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split* . Langkah penelitian yang dilakukan dimulai dari pengumpulan data, perhitungan keekonomian, dan menganalisis sensitivitas untuk mengetahui perbandingan dari kedua skema kontrak tersebut.

3.3 Jenis Penelitian

Jenis penelitian ini adalah studi kasus yang melanjutkan penelitian dari 3 peneliti sebelumnya. Penelitian pertama oleh (Sosrowidjojo, 2013) yang melakukan penelitian mengenai sifat *geochemical* lapisan *coal* lapangan tersebut. Penelitian kedua oleh (Setiaji & Sukirno, 2018) mengenai simulasi produksi menggunakan *fracturing*. Penelitian ketiga oleh (Muhammad, 2020) yaitu penelitian mengenai analisis perhitungan keekonomian berdasarkan perolehan gas pada lapangan cbm menggunakan kontrak bagi hasil *Gross Split*. Tiga penelitian tersebut dilanjutkan ke penelitian ini, dimana penelitian ini bertujuan untuk mengetahui kelayakan produksi dengan cara membandingkan hasil analisis keekonomian lapangan CBM X menggunakan kontrak bagi hasil PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split*.

3.4 Tempat Penelitian

Penelitian ini menggunakan data sekunder, wilayah yang dijadikan fokus kajian pada penelitian ini adalah lapangan CBM X yang berada di daerah Sumatera Selatan yang didapatkan dari *literature* berupa tesis, jurnal, dan sumber pustaka lainnya yang berkaitan dengan penelitian ini.

3.5 Waktu Penelitian

Pada tabel dibawah ini menjelaskan mengenai jadwal kegiatan yang dilakukan selama penelitian sesuai dengan tabel 3.1

Tabel 3. 1 Waktu Penelitian

No	Kegiatan	2021			
		November	Desember	Januari	Februari
1	Studi Literatur				
2	Pengumpulan Data				
2	Pembuatan Proposal Penelitian				
3	Pembahasan dan Pengolahan Data				
4	Analisis dan Interpretasi				
5	Pembuatan Laporan Akhir				

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Lapangan CBM X merupakan salah satu lapangan CBM yang berada di Cekungan Sumatera Selatan. Lapangan ini memiliki 5 bekas sumur eksplorasi yang digunakan oleh perusahaan lemigas pada awal tahun abad ini. Tujuan dilakukan eksplorasi untuk mengetahui sifat fisik reservoir dari lapangan ini. Hasil data yang dipublikasikan menunjukkan cadangan CBM di 5 lapisan batubara pada kedalaman dari 450m sampai 950m. Lapangan yang digunakan dalam penelitian ini memiliki lapisan baubara yang tebal pada kedalaman yang optimal (Sosrowidjojo, 2013). Penelitian selanjutnya dilakukan simulasi produksi CBM menggunakan *hydraulic fracturing* untuk meningkatkan produksinya. Penelitian ini melakukan simulasi selama 30 tahun dengan asumsi ada 2 sumur yang dibor setiap bulan selama 19 tahun dengan batasan 412 sumur (Setiaji & Sukirno, 2018). Lapangan ini menjalankan POD 1, yaitu masih dalam tahap pengembangan lapangan sehingga keekonomian dari lapangan ini juga akan ikut berubah.

Pada bab ini akan dilakukan perhitungan keekonomian lapangan CBM X menggunakan data-data dan asumsi yang dibutuhkan untuk mendukung perhitungan keekonomian menggunakan model kontrak PSC *Cost Recovery* dan *Gross Split*. Dimulai dari mempersiapkan parameter perhitungan, menentukan nilai dari parameter keekonomian, sampai dengan analisis sensitivitas.

4.1 Parameter Perhitungan

Pada perhitungan keekonomian dari suatu lapangan dibutuhkan data-data yang digunakan untuk menghitung parameter keekonomian. Data yang digunakan, yaitu data produksi, OPEX, CAPEX, dan data-data lainnya.

4.1.1 Data Simulasi

Lapangan CBM X adalah lapangan yang memproduksi gas, untuk menganalisa keekonomian diperlukan data produksi dari suatu lapangan. Data yang digunakan pada lapangan CBM X merupakan data hasil simulasi dari penelitian (Setiaji & Sukirno, 2018) sebagai berikut:

- Jumlah Sumur: 412 *wells*
- Total *commulative* produksi gas: 3.891.281,7 MBBTU
- Lama Produksi: 30 tahun

4.1.2 Biaya investasi

Industri minyak dan gas bumi merupakan usaha dengan biaya yang sangat tinggi dan memiliki resiko yang sangat tinggi. Biaya investasi terdiri dari biaya *tangible* dan *intangible* yang digunakan untuk proses eksplorasi dan eksploitasi gas bumi hingga tahapan produksi. Berikut adalah tabel biaya investasi pada lapangan CBM X:

Tabel 4. 1 Total Investasi Lapangan CBM X

Biaya Investasi	Total ((US\$M)
i. Intangible	
a. Drilling	967.928,44
b. Facility cost	10.359,23
Total	978.287,68
ii. Tangible	
a. Drilling	241.982,11
b. Facility cost	2.703,96
Total	244.686,07
Total Investasi	1.222.973,74

Data investasi diatas merupakan hasil kumulatif selama 30 tahun. Biaya *intangible* digunakan untuk biaya perawatan kedua *drilling* dan biaya fasilitas dengan total 978.287 US\$M, sedangkan biaya *tangible* digunakan untuk *drilling* seperti rig dan biaya fasilitas seperti *pipeline* dengan total 244.686 US\$M. Total biaya *intangible* dan *tangible* tersebut dijumlahkan sehingga biaya investasi yang digunakan pada lapangan CBM X yaitu sebesar 1.222.973 US\$M.

4.1.3 Biaya Operasional

Biaya operasional pada lapangan CBM X merupakan biaya yang dikeluarkan untuk kelangsungan suatu proyek. Berikut adalah biaya operasional yang digunakan pada lapangan CBM X:

Tabel 4. 2 Total Operating Cost

Biaya Operasional	Total (US\$M)
OPEX	6.550.983,95

Biaya OPEX digunakan untuk *operation* dan *maintenance*, biaya yang dikeluarkan berbeda setiap tahunnya disebabkan oleh produksi pada tahun tersebut. Total OPEX yang digunakan pada lapangan CBM X yaitu sebesar 6.550.989 US\$M

4.2 Perhitungan Keekonomian

Perhitungan dilakukan dengan data-data yang ada untuk menentukan keekonomian lapangan CBM X. Penentuan keekonomian ini dibuat dengan mengacu pada dua sistem kontrak PSC yang berbeda.

4.2.1 Perhitungan *Gross revenue*

Gross revenue adalah pendapatan kotor yang diperoleh dari ekonomi produksi. Nilai dari *gross revenue* didapatkan dari hasil perkalian antara total produksi gas pertahun terhadap harga gas. Pada lapangan CBM X didapatkan *gross revenue* sebesar 23,347,765.10 US\$M. Pada nilai *gross revenue* memiliki nilai yang sama untuk sistem PSC *Cost Recovery* maupun PSC *Gross Split* dikarenakan tidak ada perbedaan dari rumus dan cara perhitungannya.

4.2.2 Perhitungam Split Kontraktor Kontrak PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split*

Membandingkan indikator keekonomian dari suatu lapangan membutuhkan data yang sama untuk menghitung keekonomiannya, oleh karena itu digunakan asumsi data fiscal dengan struktur biaya, harga minyak, maupun kondisi lapangan untuk mendapatkan hasil perbandingannya.

Tabel 4. 3 Data *Fiscal* PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split*

<i>Fisical Term</i>	PSC <i>Cost Recovery</i>	PSC GS UU Nomor 52 Tahun 2017
<i>Government Split</i>	70%	
<i>Contractor Split</i>	30%	
<i>Faktor Depresiasi</i>	25%	25%
<i>Escalation Rate</i>	3%	3%
<i>Discount Rate</i>	10%	10%
<i>FTP</i>	20%	
<i>MARR</i>	15%	15%
<i>DMO</i>	25%	
<i>DMO Fee</i>	100%	
<i>Corporate & Deviden Tax</i>	44%	44%

Adapun penyesuaian *split* yang digunakan dalam kontrak PSC *Gross Split* yaitu sebagai berikut.

Tabel 4. 4 Penyesuaian *Split*

No	Komponen	Karakteristik Lapangan CBM X	GS No 52 Tahun 2017 Koreksi <i>Split</i> (%)
<i>Variable Split</i>			
1	Status Lapangan	POD I	5
2	Lokasi Lapangan	Onshore	0
3	Kedalaman Reservoir (m)	450	0
4	Ketersediaan Infrastruktur Pendukung	<i>Well Development</i>	0
5	Jenis Reservoir	<i>Unconventional</i>	16
6	Kandungan CO ₂ (%)	4%	0
7	Kandungan H ₂ S	-	0
8	Berat Jenis	124,1	0

9	Tingkat Komponen Dalam Negeri (%)	30-50	2
10	Tahapan Produksi	Primer	0
Total			23%
<i>Progressive Split</i>			
11	Harga Gas Bumi (US\$/MMBTU)	6	2,5
12	Jumlah Kumulatif Produksi Minyak dan Gas Bumi (MMBOE)	<30	10
Total			12,5%
Total seluruh koreksi <i>split</i> untuk kontraktor			35,5%

Pada sistem PSC *Gross Split* telah ditetapkan untuk pembagian base *split* untuk gas bumi sebesar 48% untuk kontraktor dan 52% untuk pemerintah. Setelah dilakukan penyesuaian *split* menggunakan *variable split* dan *progressive split*, kemudian hasil *split* yang didapat sebesar 83,5% untuk kontraktor dan 16,5% untuk pemerintah. Hasil dari perubahan *split* yang cukup besar disebabkan oleh salah satu *variable split* yang mengubah *split* berdasarkan jenis reservoir dan *progressive split* yaitu jumlah kumulatif produksi gas tersebut.

4.2.3 Contractor Take

Contractore Take adalah besarnya pendapatan yang diterima oleh kontraktor setelah dikenakan pajak. *Contractore take* didiapatkan dari pembagian antara *net cash flow* dengan *gross revenue*. Hasil yang didapat untuk lapangan CBM X untuk sistem PSC Cost Recocvery sebesar 4.672.142 US\$M atau 20,01% dan sistem PSC *Gross Split* sebesar 6.563.998 US\$M atau 28,11%.

4.2.4 Government Take

Government Take adalah besarnya pendapatan yang diterima pemerintah yang bersumber dari pajak, *profit share* dan lain-lain. *Government take* didapatkan dari pembagian antara net government dengan *gross revenue*. Hasil yang didapat untuk lapangan CBM X untuk sistem PSC *Cost Recovery* sebesar

10.901.665 US\$M atau 46.69% dan sistem PSC *Gross Split* sebesar 9.009.808 US\$M atau 38.59%.

4.2.5 Cost Recovery

Cost Recovery adalah pengembalian biaya operasi eksplorasi dan eksploitasi migas yang telah dikeluarkan kontraktor. Pada sistem PSC *Cost Recovery* mendapatkan recovery sebesar 7.773.957 US\$M atau 33,3% (% terhadap *gross revenue*). Pada sistem PSC *Gross Split* tidak ada pengembalian biaya hal ini disebabkan seluruh biaya operasi ditanggung oleh kontraktor.

4.2.6 Proyeksi Net Cash Flow

Net cash flow merupakan arus kas yang masuk dan keluar pada periode waktu tertentu dan dapat memperkirakan arus kas di masa yang akan datang. Dari nilai net cash flow pada lapangan CBM X dapat diketahui kelayakan suatu proyek dari indikator keekonomian seperti *Net Present Value*, *Internal Rate of Return*, dan *Pay Out Time*. Sebelum melaukan perhitungan keekonomian, hal pertama yang dilakukan yaitu mencari nilai net cash flow dari awal tahun proyek sampai dengan akhir proyek yang telah ditentukan. Berikut adalah nilai net cash flow pada lapangan CBM X.

Tabel 4. 5 *Net Cash Flow*

<i>Net Cash Flow</i> (US\$M) PSC <i>Cost Recovery</i>	<i>Net Cash Flow</i> (US\$M) PSC <i>Gross Split</i>
4.672.142	6,571,342.94

Dari hasil *net cash flow* kemudian dihitung untuk nilai indikator keekonomian yaitu NPV, IRR, dan POT menggunakan skema PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split* seperti pada tabel dibawah ini.

Tabel 4. 6 Indikator Keekonomian PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split*

Indikator	PSC <i>Cost Recovery</i>	PSC <i>Gross Split</i>
NPV (US\$M)	923.831,16	1.318.774,12
IRR (%)	36,08	51,55

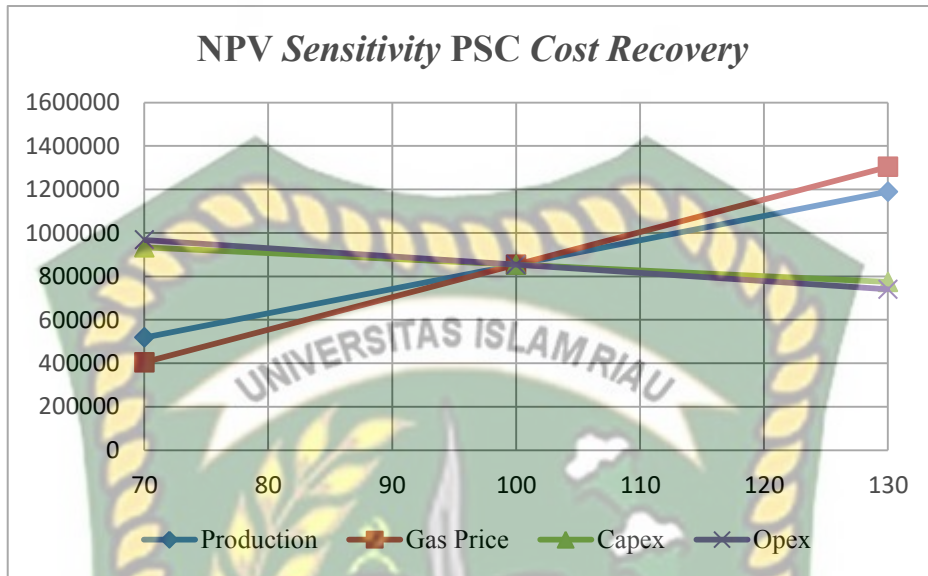
POT (Tahun)	6,38	6,42
Gov. Take (%)	46,69	38,59
Cont. Take (%)	20,01	28,11
Gov. Take (US\$M)	10.901.665,18	9.009.808,75
Cont. Take (US\$M)	4.672.142,22	6.563.998,65
Cost Recovery (%)	33,30	

Seperti terlihat dari tabel di atas, hasil perbandingan perhitungan keekonomian pada lapangan CBM X menggunakan dua sistem kontrak yaitu PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split*, dengan harga gas sebesar 6\$/mmbtu. Hasil perhitungan tersebut menunjukkan bahwa sistem kontrak PSC *Gross Split* lebih baik dibandingkan PSC *Cost Recovery* dari segi pendapatan kontraktor, dikarenakan hasil pendapatan kontraktor untuk skema PSC *Gross Split* sebesar 6.563.998 US\$M, sedangkan PSC *Cost Recovery* sebesar 4.672.142 US\$M. Perbandingan selanjutnya yaitu nilai indikator keekonomian seperti NPV, IRR dan, POT. Nilai NPV pada sistem PSC *Gross Split* menunjukkan hasil yang lebih baik dibandingkan pada skema PSC *Cost Recovery*. Nilai NPV PSC *Gross Split* menunjukkan nilai yang positif sebesar 1.318.774,12 US\$M, lebih besar dibandingkan NPV PSC *Cost Recovery* sebesar 923.831,16 US\$M. Nilai POT skema PSC *Gross Split* selama 6,42 tahun, sedangkan POT skema PSC *Cost Recovery* selama 6,38 tahun. Perbandingan nilai POT kedua skema ini memiliki lama waktu yang tidak terlalu jauh. Nilai IRR skema PSC *Gross Split* sebesar 51,55%, sedangkan IRR skema PSC *Cost Recovery* sebesar 36,08%, hasil ini menunjukkan nilai IRR dari PSC *Gross Split* lebih tinggi dibandingkan dari skema PSC *Cost Recovery*.

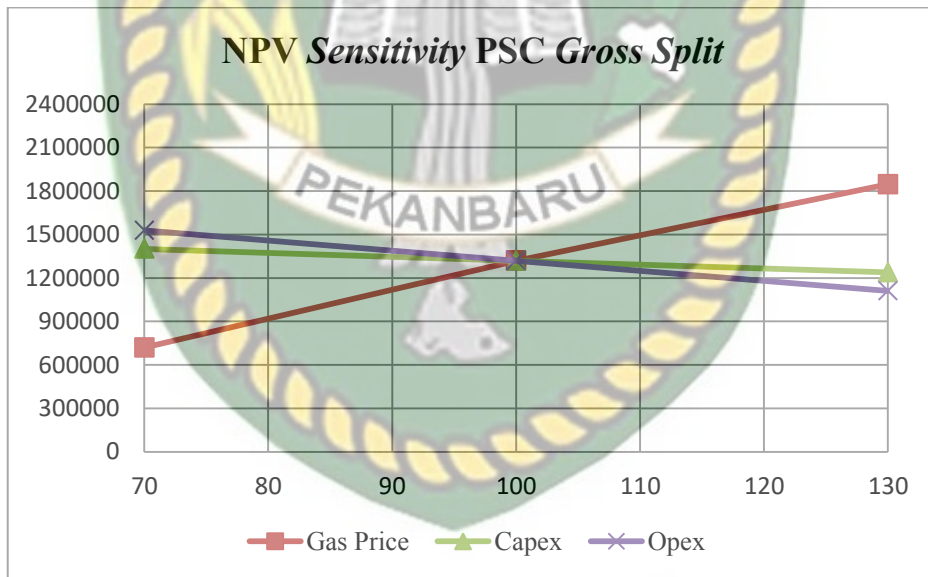
4.3 Analisis Sensitivitas

Setelah dilakukannya perhitungan keekonomiaian, selanjutnya dilakukan analisis sensitivitas dari harga gas, jumlah produksi gas, CAPEX, dan OPEX. Analisis sensitivitas dilakukan untuk memeriksa kelayakan proyek jika terjadi perubahan pendapatan dan biaya. Perubahan nilai tersebut diuji dengan menaikkan atau menurunkan nilai dalam interval perubahan sebesar 30%, dengan

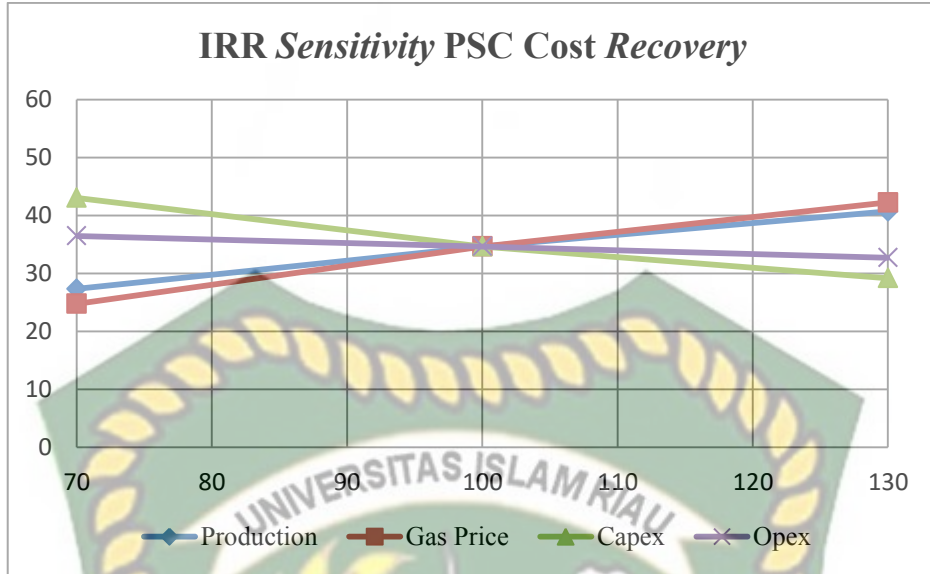
persentase perubahan tertinggi yaitu 130% dan terendah 70% kemudian melihat pengaruhnya terhadap indikator keekonomiannya.



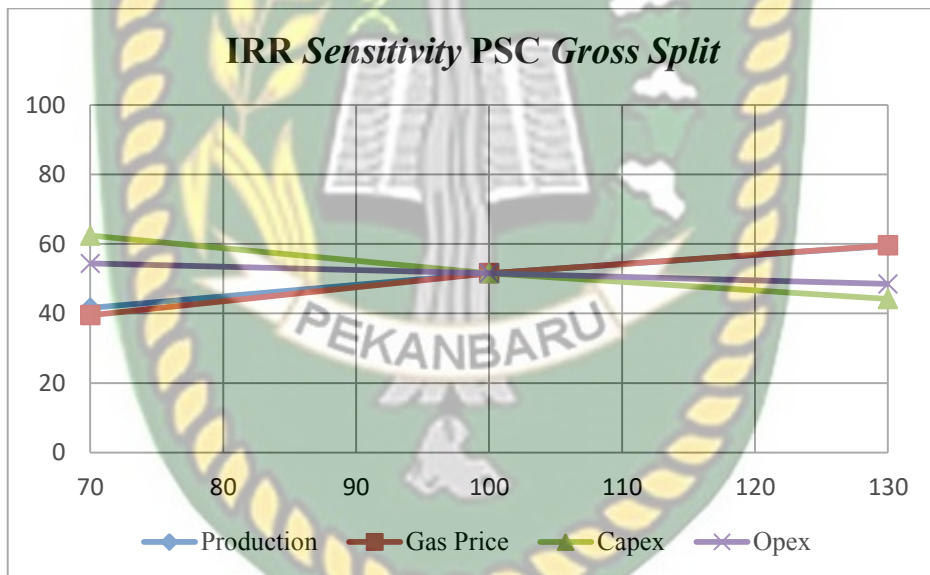
Gambar 4. 1 Sensitivias NPV PSC *Cost Recovery*



Gambar 4. 2 Sensitivitas NPV PSC *Gross Split*



Gambar 4.3 Sensitivitas IRR PSC *Cost Recovery*



Gambar 4.4 Sensitivitas IRR PSC *Gross Split*

Berdasarkan gambar diatas bahwa skema PSC Cost Recovery dan Gross Split memiliki kesamaan dimana parameter yang paling mempengaruhi perubahan NPV dan IRR adalah harga gas dan jumlah produksi gas. Hal ini dikarenakan harga gas dan jumlah produksi gas memiliki peran penting terhadap nilai keekonomian suatu proyek, sehingga apabila terjadi perubahan kecil, maka nilai NPV dan IRR akan mengalami perubahan yang paling signifikan dibandingkan dengan parameter lainnya.

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

1. Indikator-indikator keekonomian pada lapangan CBM X menggunakan PSC Cost Recovery berupa NPV sebesar 923.831,16 US\$M, IRR sebesar 36,08%, dan POT sebesar 6,38 tahun sedangkan menggunakan PSC Gross Split berupa NPV sebesar 1.318.7742,12 US\$M, IRR sebesar 51,55%, dan POT sebesar 6,42 tahun.
2. Parameter yang berpengaruh terhadap perubahan indikator keekonomian NPV dan IRR pada kedua kontrak tersebut adalah harga gas dan jumlah produksi gas buminya.
3. Berdasarkan perhitungan yang dilakukan didapatkan hasil sistem kontrak PSC Gross Split pada lapangan CBM X memiliki hasil lebih baik bagi kontraktor dibandingkan dengan sistem kontrak PSC Cost Recovery.

5.2 Saran

Berdasarkan pembahasan yang telah dijabarkan pada sebelumnya, diharapkan peneliti selanjutnya selain mengacu pada Peraturan Menteri No. 52 Tahun 2017 yang mengatur mengenai kontrak PSC gross split, dapat menerapkan PP No. 53 Tahun 2017 yang mengatur mengenai perpajakan pada kontrak PSC Gross Split.

DAFTAR PUSTAKA

- Afiati, R., Irham, S., & Pramadika, H. (2020). Analisis keekonomian blok nsm dengan menggunakan psc gross split dan penambahan diskresi. *Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, 9(2), 88.
- Al-Islami, A. N. (2015). Legalitas kontrak kerjasama minyak dan gas bumi pada organisasi dan tata kerja satuan kerja khusus pelaksana kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi (Analisis Peraturan Presiden Nomor 9 Tahun 2013 dan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral nomor. *Kumpulan Jurnal Mahasiswa Fakultas Hukum*, 151, 10–17.
- Arba, M., Satryadin, Priyono, E. A., & Gutami, B. (2016). Penerapan asas proporsionalitas dalam production sharing contract pada kegiatan usaha pertambangan hulu minyak dan gas bumi. *E-Jurnal Universitas Diponegoro*, 5(52), 1–11.
- Ariyon, M. (2012). Studi kebijakan migas di Indonesia. *Journal of Earth Energy Engineering*, 1(1), 37–51. <https://doi.org/10.22549/jeee.v1i1.927>
- Ariyon, M. (2013). Analisis ekonomi pemilihan electric submersible pump pada beberapa vendor. *Journal of Earth Energy Engineering*, 2(2), 8–18. <https://doi.org/10.22549/jeee.v2i2.928>
- Ariyon, M., & Dewi, E. K. (2018). Studi perbandingan keekonomian pengembangan lapangan minyak marjinal menggunakan production sharing contract dan gross split. *Seminar Nasional Teknologi Dan Rekayasa*, 23–29.
- Cardoso, A., & Silva, P. (2019). Is there a resource curse phenomenon for natural gas? evidence from countries with abundant natural gas. *Resources Policy*, 63(August), 101466. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2019.101466>
- Djohor, D. S., & Pramudito, H. (2018). Karakteristik Batubara Formasi Warukin Dalam Pembentukan Cbm Di Wilayah Kabupaten Tanah Bumbu, Provinsi Kalimantan Selatan. *Penelitian Dan Karya Ilmiah*, 2(1), 14. <https://doi.org/10.25105/pdk.v2i1.2455>
- Floriantina, E. (2021). Perbandingan antara production sharing contract cost recovery dan gross split dalam usaha hulu minyak dan gas bumi di indonesia. *Jurnal Privat Law*, 9, 10–18.
- Hamawand, I., Yusaf, T., & Hamawand, S. G. (2013). Coal seam gas and associated water: A review paper. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 22, 550–560. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.02.030>
- Hasugian, I. A., Ingrid, F., & Wardana, K. (2020). Analisis kelayakan dan sensitivitas: studi kasus ukm mochi kecamatan Medan Selayang. *Jurnal Buletin Utama Teknik*, 15(2), 159–164.
- Hernandoko, A., & Najib Imanullah, M. (2018). Implikasi berubahnya kontrak bagi hasil (product sharing contract) ke kontrak bagi hasil gross split

- terhadap investasi minyak dan gas bumi di Indonesia. *Jurnal Privat Law*, 6(2), 160. <https://doi.org/10.20961/privat.v6i2.24760>
- Irawan, C., Nurcahyanto, D., Azmy, I. F., Paju, J. A., & Ernata, W. M. (2017). Review of coal bed methane prospect in Indonesia. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2017, 2017-Janua*(October), 17–19. <https://doi.org/10.2118/186343-ms>
- Jumiati, W., & Danang, S. (2018). Tantangan keekonomian kontrak bagi hasil gross split dan cost recovery. Studi kasus lapangan gas offshore di Sumatera bagian utara. *Lembaran Publikasi Minyak Dan Gas Bumi*, 52(2), 105–112.
- Kusrini, D., & Abror, M. M. (2019). Analisa perhitungan keekonomian lapangan “ X ” West Java basin menggunakan metode psc (production sharing contract). *Jurnal Migasian*, 3(2), 1–7.
- Lubiantara, B. (2012). *Ekonomi migas tinjauan aspek komersial kontrak migas*. Grasindo.
- Muhammad, F. (2020). *Analisis perhitungan keekonomian berdasarkan perolehan gas pada lapangan cbm menggunakan kontrak bagi hasil gross split*. Universitas Islam Riau.
- Pahlevi, renaldi reza, Fathaddin, M. T., & Nuraeni, S. (2015). *Analisis Peramalan Produksi Reservoir Gas Metana Batubara*. 404–410.
- Purnatiyo, D. (2014). Analisis kelayakan investasi alat dna real time thermal cycler (rt-pcr) untuk pengujian gelatin. *Penelitian Dan Aplikasi Sistem Dan Teknik Industri*, VIII(1), 212–226.
- Purwanto, W. W. (2016). The natural gas industry development in Indonesia. *Dramatic Changes-Streamline Policies and Domestic Gas Pricing Reform. Technical Report, UI*, (April), 1–5.
- Rosyadi, H. (2010). *Potensi coalbed methane untuk mensukseskan program diversifikasi energi nasional*. 1–9.
- Sentosa, M., Amin, M., & Prabu, U. (2015). Prospek proyek pembukaan pemboran sumur minyak x pada lapangan x Pt Pertamina Ep Asset 2 Field Prabumulih. *Jurnal Ilmu Teknik Sriwijaya*, 3(2).
- Setiaji, M. F., & Sukirno. (2018). The development of coalbed methane field in Indonesia using hydraulic fracturing technology. *Journal of Advances in Science Engineering and Technology*, (3), 1–7.
- Sosrowidjojo, I. B. (2013). Coal geochemistry of the unconventional muaraenim coalbed reservoir , South Sumatera Basin : a case study from the Rambutan Field. *Indonesian Mining Journal*, 16(2), 71–81.
- Susanto, H., Sondakh, K., Sitaresmi, R., & Hananda, R. (2019). Evaluation of initial gas volume of coalbed methane using four method. *Journal of Mechanical Engineering and Mechatronics*, 3(1), 28–39.

<https://doi.org/10.33021/jmem.v3i1.535>

William, Kartoatmodjo, T., & Prima, A. (2017). Studi kelayakan keekonomian pada pengembangan lapangan GX, GY, dan GZ dengan sistem psc dan gross split. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 273–278.

Yasuha, J. X. L., & Saifi, M. (2017). Analisis kelayakan investasi atas rencana penambahan aktiva Tetap (Studi kasus pada PT Pelabuhan Indonesia III (Persero) Cabang Tanjung Perak Terminal Nilam). *Jurnal Administrasi Bisnis*, 46(1), 114–121.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau