

**PERBANDINGAN KEEKONOMIAN SISTEM
PSC *COST RECOVERY* DAN *GROSS SPLIT* PADA
PENERAPAN METODE *EOR CO₂ FLOODING* DI
LAPANGAN “MLA”**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh :

MILA CHAIRANI

NPM 163210052



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

2021

KATA PENGANTAR

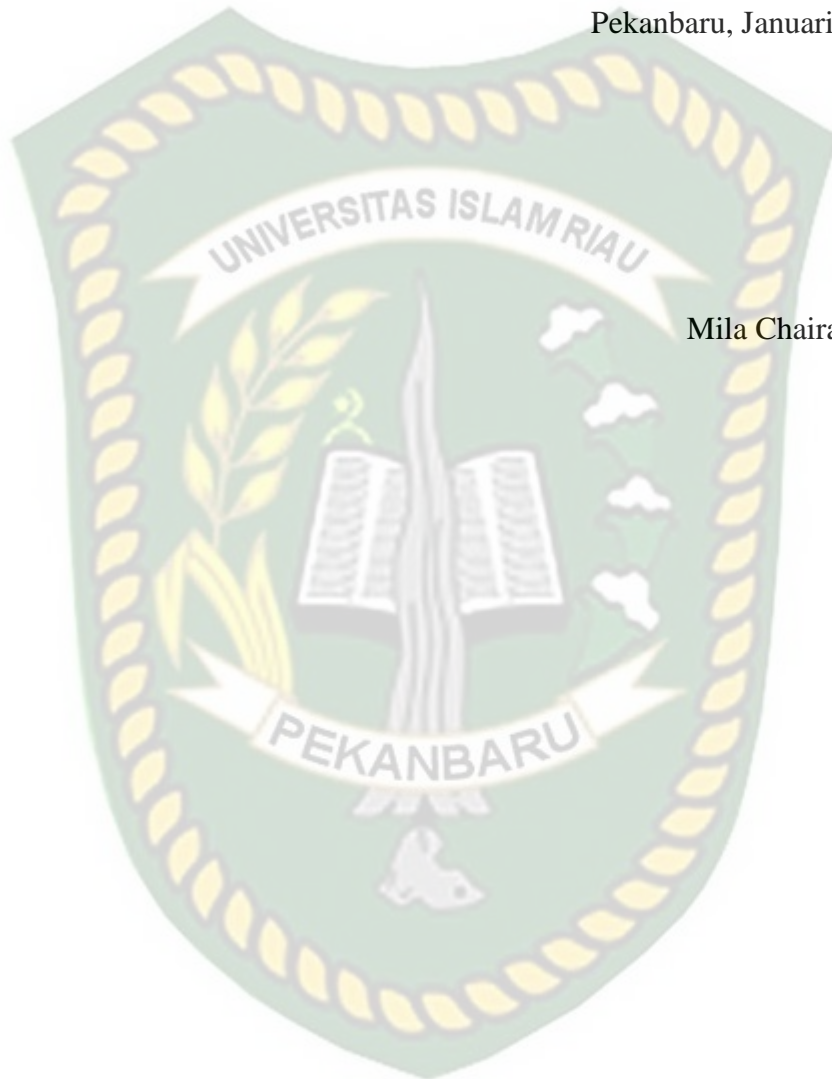
Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanna wa Ta' ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Saya sangat menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini. Tanpa bantuan mereka, tentu saja akan sangat sulit bagi saya. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terimakasih kepada :

1. Kedua Orang Tua yang sangat hebat dalam memberikan segalanya baik moril ataupun materil untuk penulis.
2. M. Ariyon, S.T, M.T. selaku Dosen Pembimbing Tugas Akhir yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
3. Ira Herawati, S.T, M.T. selaku dosen Pembimbing Akademik di kampus yang telah memberikan masukan dan semangat kepada penulis
4. Fiki Hidayat, S.T., M. Eng selaku Dosen Pembimbing Akademik di kampus yang telah sabar memberi waktu, masukan, nasihat, dan semangat kepada penulis.
5. Novia Rita, S.T., M.T selaku Ketua Program Studi beserta staff prodi sekaligus dosen – dosen yang banyak membantu kelancaran akademik.
6. Danang Sismartono, S.T., M.T selaku Pembimbing Akademik di Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (PPTMGB) Lemigas yang sangat sabar membantu, menyediakan waktu, dan memberikan arahan.
7. Firmansyah selaku pihak yang selalu memberi motivasi dan semangat kepada penulis.
8. Sahabat – sahabat seperjuangan super yaitu Arik Daniati, Yovi Veron, Surya Pratama, Yonas, dan Dicky Pratama yang turut memberikan semangat, rela menjadi tempat curhat, dan tidak akan menghilang ketika dibutuhkan.

Teriring doa saya, semoga Allah memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga Tugas Akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, Januari 2021

Mila Chairani



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR LAMPIRAN	x
DAFTAR SINGKATAN.....	xi
DAFTAR SIMBOL.....	xii
ABSTRAK	xiii
ABSTRACT	xiv
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	2
1.4 Batasan Masalah.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 <i>Enhanced Oil Recovery</i> CO ₂	4
2.2 <i>PSC Cost Recovery</i>	5
2.2.1 <i>Gross Revenue</i> (Hasil Penjualan Migas).....	6
2.2.2 <i>First Tranche Petroleum</i> (FTP)	6
2.2.3 <i>Investment Credit</i> (IC).....	7
2.2.4 Investasi.....	7
2.2.5 Depresiasi	7
2.2.6 (Pengembalian Biaya) <i>Cost Recovery</i>	7
2.2.7 <i>Equity to be Split</i> (ETBS).....	8
2.2.8 <i>Contractor Share</i>	8
2.2.9 <i>Government Share</i>	8
2.2.10 <i>Domestic Market Obligation</i> (DMO).....	8
2.2.11 <i>Tax</i> (Pajak)	9
2.2.12 <i>Contractor Take</i>	9
2.2.13 <i>Government Take</i>	9
2.3 <i>Gross Split</i>	9

2.1.1	Gross Revenue	10
2.1.2	<i>Split</i>	10
2.1.3	<i>Contractor Share</i>	11
2.1.4	<i>Government Share</i>	11
2.1.5	<i>Deductible Expenses</i>	11
2.1.6	<i>Taxable Income</i>	11
2.1.7	<i>Tax Payment</i>	11
2.1.8	<i>Contractor Take</i>	12
2.1.9	<i>Government Take</i>	12
2.6	<i>State Of The Art</i>	13
BAB III METODOLOGI PENELITIAN		16
3.1	Uraian Metodologi Penelitian	16
3.2	Diagram Alir.....	17
3.3	Tempat Penelitian dan Teknik Pengambilan Data	18
3.4	Jadwal Penelitian	18
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN		19
4.1	Aspek Keekonomian	19
4.2	Biaya Kapital dan Operasional.....	23
4.3	Ringkasan Hasil Keekonomian	24
4.4	<i>Sensitivity</i>	27
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN		30
5.1	Kesimpulan.....	30
5.2	Saran	30
DAFTAR PUSTAKA		31
LAMPIRAN.....		33

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Metode EOR CO ₂	5
Gambar 2. 2 Skema PSC Cost Recovery Generasi 6	6
Gambar 2. 3 Skema Gross Split	9
Gambar 3. 1 Diagram Alir	17
Gambar 4. 1 Incremental Oil	23
Gambar 4. 2 Biaya Investasi	23
Gambar 4. 3 Contractor Cashflow PSC <i>Cost Recovery</i>	24
Gambar 4. 4 Contractor Cashflow Gross Split	25
Gambar 4. 5 Contractor Take PSC Cost Recovery	25
Gambar 4. 6 Contractor Take Gross Split	26
Gambar 4. 7 Distribusi Pendapatan PSC Cost Recovery	26
Gambar 4. 8 Distribusi Pendapatan Gross Split	27
Gambar 4. 9 NPV Sensitivity PSC Cost Recovery	27
Gambar 4. 10 IRR Sensitivity PSC Cost Recovery	28
Gambar 4. 11 Sensitivity Gross Split	29
Gambar 4. 12 IRR sensitivity Gross Split	29

Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 State Of The Art	14
Tabel 3. 2 Jadwal Penelitian	18
Tabel 4. 1 Data Asumsi	19
Tabel 4. 2 Pembagian Split pada Kontrak Gross Split	20
Tabel 4. 3 Summary Biaya Investasi	24



DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1 Data Penelitian Lapangan MLA	33
Lampiran 2 Depresiasi Double Declining Balance	33
Lampiran 3 Pendapatan Pemerintah dan Kontraktor	34



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SINGKATAN

API	<i>American Petroleum Institute</i>
bb1	<i>Barrel</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CO ₂	<i>Carbon Dioxida</i>
DCC	<i>Depreciation Capital Cost</i>
DMO	<i>Domestic Market Obligation</i>
ESDM	Energi Sumber Daya Mineral
ETS	<i>Equity To be Split</i>
FTP	<i>First Tranch Petroleum</i>
H ₂ S	<i>Hidrogen Sulfida</i>
ICP	<i>Indonesia Crude Price</i>
IRR	<i>Internal Rate of Return</i>
KKKS	Kontraktor kontrak kerja sama
NCC	<i>Non Capital Cost</i>
NPV	<i>Net Present Value</i>
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
POT	<i>Pay Out Time</i>
PSC	<i>Production Sharing Contract</i>
SKK	Satuan Kerja Khusus
UC	<i>Unrecovered Cost</i>

DAFTAR SIMBOL

i	<i>Discount rate</i>
t	Waktu cashflow
T	Lama waktu depresiasi
Rt	<i>Net Cashflow</i>



PERBANDINGAN KEEKONOMIAN SISTEM PSC *COST RECOVERY* DAN *GROSS SPLIT* PADA PENERAPAN METODE *EOR CO₂ FLOODING* DI LAPANGAN “MLA”

MILA CHAIRANI
NPM 163210052

ABSTRAK

Produksi minyak Indonesia berada dalam tahap *mature fields* yang dominan memiliki *recovery factor* sebesar 32%, dan sekitar 48.6 miliar barel minyak belum di pulihkan (*recovery*). Pada tahap ini, *Enhanced Oil Recovery* (EOR) cara yang dapat dilakukan untuk memproduksi minyak yang tidak dapat di pulihkan (*Recovery*) tersebut. Formasi Talang Akar dan Batu Raja yang berada di Cekungan Sumatra Selatan terdapat lapangan gas dengan kandungan CO₂ yang tinggi, injeksi CO₂ merupakan peluang baru untuk meningkatkan pemulihan (*recovery*) minyak di Cekungan Sumatra Selatan. Seringkali penawaran wilayah kerja migas tidak laku atau nyaris tak laku, dalam hal ini perlu adanya reformasi atau perubahan, dimulai dengan hal yang mendasar yaitu *Production Sharing Contract* (PSC). Pada tahun 2017 Pemerintah Indonesia menciptakan PSC model baru yaitu PSC dengan skema *Gross Split*.

PSC skema *Gross split* dengan model yang belum pernah diterapkan dalam industri ini diciptakan melalui Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Nomor 8 Tahun 2017 tentang Kontrak Bagi Hasil *Gross split*. Maka dari itu Penting untuk melakukan penelitian ini untuk mengetahui perbandingan kelayakan ekonomi pada lapangan “MLA” dengan sistem PSC *cost recovery* dan juga *Gross split*.

Dari hasil analisis dan perhitungan keekonomian yang telah dilakukan dapat diketahui bahwa kontrak dengan sistem *Gross Split* masih lebih menguntungkan dibandingkan dengan sistem PSC *cost recovery* untuk pengembangan lapangan MLA. Dengan melihat nilai NPV, IRR, dan PBB yang di dapat dengan menggunakan kontrak PSC *Cost Recovery* yaitu sebesar 9 MMU\$, 21 % dan 4.8 tahun. Sedangkan nilai NPV, IRR dan PBB yang di dapat dengan menggunakan kontrak *Gross Split*, yaitu sebesar 30.7 MMUS\$, 31.8%, dan 3.87 Tahun

Kata Kunci : PSC *Cost Recovery*, *Gross Split*, *CO₂ flooding*, *Enhanced Oil Recovery* (EOR)

PERBANDINGAN KEEKONOMIAN SISTEM PSC COST RECOVERY DAN GROSS SPLIT PADA PENERAPAN METODE EOR CO₂ FLOODING DI LAPANGAN “MLA”

MILA CHAIRANI
NPM 163210052

ABSTRACT

Indonesia's oil production is in the mature fields stage with a dominant recovery factor of 32%, and around 48.6 billion barrels of oil have not been recovered. At this stage, Enhanced Oil Recovery (EOR) is a method that can be done to produce oil that cannot be recovered (Recovery). The Talang Akar and Batu Raja Formations in the South Sumatra Basin contain gas fields with high CO₂ content, CO₂ injection is a new opportunity to increase oil recovery in the South Sumatra Basin. Often the offer of oil and gas working areas does not sell or barely sells. In this case, reforms or changes are needed, starting with the basic thing, namely the Production Sharing Contract (PSC). In 2017 the Government of Indonesia created a new PSC model, namely the PSC with the Gross Split scheme.

The PSC Gross split scheme with a model that has never been implemented in this industry was created through the Minister of Energy and Mineral Resources (ESDM) Regulation Number 8 of 2017 concerning the Gross Split Production Sharing Contract. Therefore it is important to do this research to find out the comparison of the economic feasibility of the “MLA” field with the PSC cost recovery system and also the gross split.

From the analysis and economic calculations that have been carried out, it can be seen that the contract with the Gross Split system is still more profitable than the PSC cost recovery system for MLA field development. By looking at the NPV, IRR, and PBP values obtained by using the PSC Cost Recovery contract, it is 9 MMU \$, 21% and 4.8 years. Meanwhile, the NPV, IRR and PBP values obtained by using the Gross Split contract are 30.7 MMUS \$, 31.8%, and 3.87 years.

Keywords : PSC Cost Recovery, Gross Split, CO₂ flooding, Enhanced Oil Recovery (EOR)

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Indonesia membutuhkan energi yang lebih banyak setiap tahunnya seiring dengan meningkatnya pertumbuhan ekonomi dan jumlah penduduk Indonesia menurut Fitriyatus, Fauzi, & Juanda (2018), sejak tahun 1995 Indonesia selalu terjadi depresiasi produksi sehingga diperlukan cara untuk meningkatkan produksi tersebut. Produksi di Indonesia kebanyakan memanfaatkan metode *natural flow* ataupun pompa, cara EOR masih sedikit ditemui. *Original oil in place* (OOIP) diprediksi sampai 75 miliar barel, produksi kumulatif kurang lebih 23 miliar barel, dan cadangan terbukti adalah 4.04 miliar barel, cadangan yang belum di *recovery* sebesar 49.5 miliar barel dan sekitar 3.3 miliar barel merupakan peluang untuk *Enhanced Oil Recovery*. Bersumber pada potensi tersebut, EOR adalah cara yang bisa digunakan karena cadangan yang tersisa cukup tinggi (Muslim et al., 2013).

Formasi Talang Akar dan Batu Raja yang berada di Cekungan Sumatra Selatan memiliki lapangan gas dengan kandungan CO₂ yang tinggi, CO₂ *injection* adalah prospek untuk peningkatan pemulihan minyak di Cekungan Sumatra Selatan, Dari hasil penelitian Lemigas terdapat 58% target EOR di daerah tersebut. Pada cekungan tersebut terdapat 136 reservoir dan 64 reservoir merupakan reservoir yang cocok dilakukan CO₂ *injection* (Muslim, Bae, & Kim, 2015).

Penggunaan bahan bakar yang tidak sesuai dengan jumlah produksi perusahaan minyak di Indonesia mengharuskan membeli bahan bakar dari luar negeri, eksplorasi yang sedikit, Kurangnya minat kontraktor untuk berinvestasi di Indonesia juga adalah pemicu terjadinya kekurangan tersebut. Kadang kala pelelangan lapangan minyak dan gas kurang diminati oleh kontraktor, sehingga hulu migas Indonesia mulai jenuh, perlu diperbaharui dengan hal yang dasar, yaitu *Production Sharing Contract* (PSC) (Soemanto, Ariana; Ratnasari, 2016). Skema PSC *Cost Recovery* kurang efektif dan tidak memotivasi terciptanya efisiensi. *Reserve replacement ratio* Indonesia (dengan skema PSC saat ini) lebih rendah dari beberapa negara, bahkan dari Vietnam dan Myanmar (Menteri, Dan, & Daya Mineral, 2017).

PSC *Gross split* yang ditemukan Pemerintah Indonesia pada tahun 2017 merupakan jenis kontrak dalam industri perminyakan, kontak ini dibuat dengan Peraturan Pemerintah Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) No. 08 Tahun 2017 mengenai Kontrak PSC *gross split* (Trijana Kartoatmodjo, 2017). Ketentuan pemerintah untuk mengganti *Production Sharing Contract* (PSC) *Cost recovery* menjadi PSC *Gross Split* dalam skema kontrak kerja sama minyak dan gas untuk meningkatkan efisiensi dan efektivitas pemisahan produksi antara kontraktor dan pemerintah (Rulandari, Rusli, Mirna, Nurmantu, & Setiawan, 2018). Banyak evaluasi mengatakan *Gross Split* dapat melemahkan penanaman modal minyak dan gas di Indonesia dan ada pula yang mengatakan *Gross Split* bisa menggiurkan investor dan bisa mengamankan keuangan negara (Hernandoko, 2018).

Maka dari itu penulis tertarik untuk memilih tema penelitian perbandingan keekonomian migas dengan Kontrak PSC *Cost recovery* dan *Gross split* jika diterapkan pada Lapangan MLA, hal ini dimaksudkan untuk menggambarkan aspek – aspek keekonomian yang harus diperhatikan ketika menerapkan injeksi CO₂ di lapangan migas.

1.2 Tujuan Penelitian

Terdapat beberapa tujuan yang diperoleh dalam penelitian perbandingan keekonomian migas ini, sebagai berikut :

- a. Menentukan kelayakan injeksi CO₂ EOR pada lapangan “MLA” dilihat dari aspek ekonomis (NPV, IRR, dan *Pay Back Period*)
- b. Membandingkan keekonomian migas di Lapangan MLA dengan menggunakan skema PSC *cost recovery* dan *Gross split*.
- c. Menentukan parameter yang berpengaruh terhadap keekonomian (*Sensitivity*).
- d. Menentukan skema kontrak minyak terbaik bagi pemerintah dan kontraktor

1.3 Manfaat Penelitian

Terdapat beberapa manfaat yang akan diperoleh dalam melakukan penelitian ini, yaitu :

- a. Pembeding kelayakan keekonomian migas jika menggunakan metode EOR injeksi CO₂ yang memiliki karakteristik yang sama.

- b. Sebagai literatur untuk mahasiswa lain yang akan melakukan kajian mengenai kontrak *PSC cost recovery* dan *Gross*.
- c. Dengan adanya penelitian ini diharapkan dapat berkontribusi dalam perkembangan industri minyak dan gas bumi di Indonesia

1.4 Batasan Masalah

Untuk memperoleh hasil penelitian keekonomian migas yang terarah, maka penelitian ini dibatasi pada hal-hal berikut :

- a. Perhitungan perkiraan jumlah inkremental produksi minyak
- b. Perkiraan harga minyak, biaya investasi dan biaya operasi.
- c. Penyusunan cashflow berdasarkan kontrak *PSC Cost Recovery* dan *Gross Split*
- d. Perhitungan keekonomian berdasarkan kontrak *PSC Cost Recovery* dan *Gross Split*
- e. Sensitivitas perubahan *split PSC cost recovery* dan *Gross Split*

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Al Qur'an surat Al-Hasyr ayat 18

Allah Berfirman : “Hai orang-orang yang beriman, bertakwalah kepada Allah dan hendaklah setiap diri memperhatikan apa yang telah diperbuatnya untuk hari esok (akhirat); dan bertakwalah kepada Allah, sesungguhnya Allah Maha Mengetahui apa yang kamu kerjakan “.

Allah memerintahkan hamba-hamba-Nya yang beriman untuk mentaati segala perintah-Nya dan menjauhi segala larangan-Nya, dan hendaklah setiap mereka mencermati kebaikan apa yang telah dia siapkan untuk menghadapi hari kiamat. Kemudian Allah mengulangi perintah-Nya agar mereka bertakwa kepada Allah, untuk menegaskan betapa pentingnya ketakwaan. Allah Maha Mengetahui segala perbuatan kalian di dunia. Salah satu perintah Allah yaitu menuntut ilmu dan pengerjaan Tugas Akhir ini merupakan salah satu cara menuntut ilmu yang diniatkan karena Allah.

2.1 Enhanced Oil Recovery CO₂

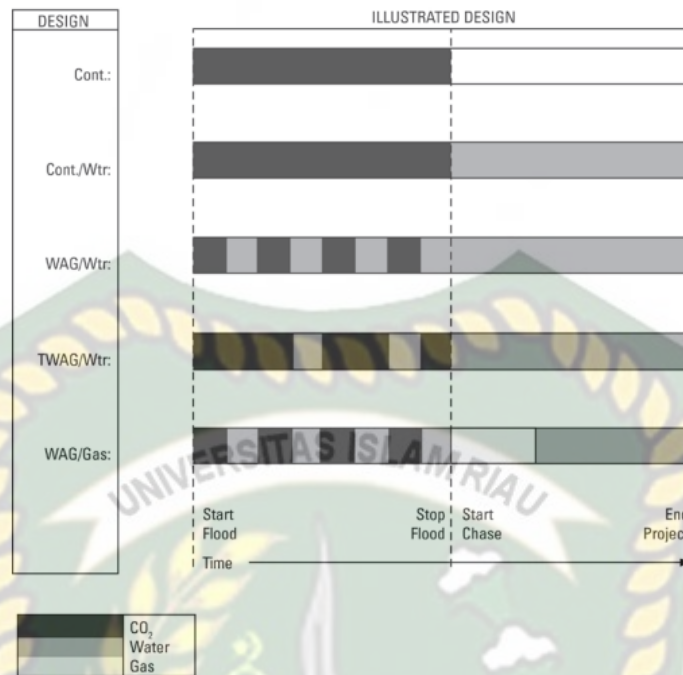
Enhanced oil recovery atau disebut juga dengan tertiary recovery dan digunakan apabila secondary recovery sudah tidak bisa lagi digunakan dan hanya dilakukan apabila mendapat keuntungan atau produksi masih tinggi (Akpabio, C, & Isehunwa, 2014).

Pada gambar 2.1 menunjukkan beberapa metode injeksi CO₂ EOR yang di ketahui, yaitu :

Continuous CO₂ injection. Metode ini dilakukan dengan menginjeksikan CO₂ secara kontinyu tanpa ada fluida injeksi lainnya selama periode *flooding* dan tidak ada fluida yang mengikutinya selama periode *chase*.

Continuous CO₂ Chased With Water. Pada prinsipnya metode ini adalah sama dengan injeksi CO₂ secara kontinyu namun diikuti oleh injeksi air.

Conventional Alternating CO₂ and Water Chased With Water. Metode ini dilakukan dengan menginjeksikan CO₂ bergantian dengan air dengan menggunakan rasio gas/air yang konstan (*WAG ratio*).



Gambar 2. 1 Metode EOR CO₂

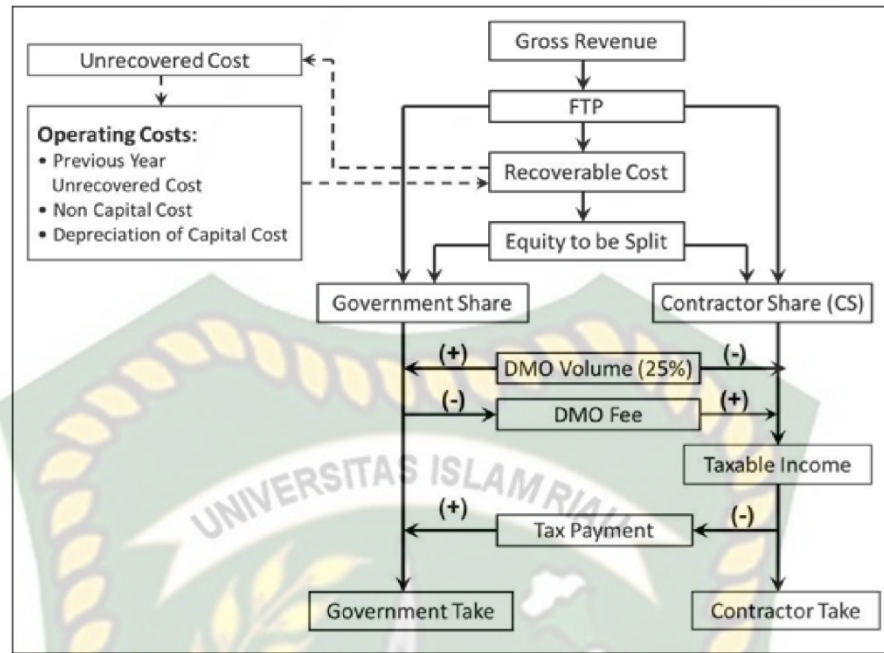
Tapered Alternating CO₂ and Water (Sometimes Chased With Water). Pada proses tapered WAG, injeksi CO₂ dilakukan selama periode waktu yang berbeda dengan diselingi injeksi air

Alternating CO₂ and Water Chased With Gas. Injeksi CO₂ dilakukan secara bergantian dengan injeksi air, selanjutnya diikuti dengan injeksi sejumlah volume gas yang harganya murah (Verma, 2015).

Untuk lapangan MLA digunakan metode *Continuous CO₂ Injection*.

2.2 PSC Cost Recovery

Pada sistem kontrak skema PSC *cost recovery*, perusahaan yang bertindak sebagai kontraktor akan mengelola suatu wilayah kerja (WK) dan perusahaan akan membiayai risiko yang akan terjadi apabila tidak ditemukannya cadangan, seperti biaya eksplorasi, pengembangan lapangan, dan produksi. Namun jika ditemukannya cadangan migas dan komersial, maka biaya – biaya tersebut akan dikembalikan oleh pemerintah dengan sistem *cost recovery* dari hasil produksi minyak dan gas dilapangan tersebut. Berikut ini merupakan skema alur perhitungan analisa keekonomian dalam PSC *cost recovery* di Indonesia.



Gambar 2. 2 Skema PSC *Cost Recovery* Generasi 6

PSC *Cost recovery* memiliki beberapa parameter dalam perhitungan seperti yang dapat dilihat pada alur perhitungan PSC *cost recovery*, parameter-parameter perhitungan tersebut terurai dalam poin-poin berikut ini (Lubiantara, 2012).

2.2.1 *Gross Revenue* (Hasil Penjualan Migas)

Gross revenue adalah pendapatan atau penerimaan kotor dari suatu proyek migas yang didapatkan dari hasil penjualan produksi, *Gross revenue* dapat ditentukan dengan cara jumlah produksi dikalikan dengan harga minyak. *Indonesian Crude Price* (ICP) digunakan untuk menentukan harga minyak di Indonesia, ICP itu sendiri merupakan harga yang mengacu terhadap harga minyak dunia, jadi dapat menggambarkan harga sebenarnya yang mengikuti ketidakstabilan.

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

2.2.2 *First Tranche Petroleum* (FTP)

FTP adalah jenis insentif yang diberikan kepada pemerintah agar memastikan pendapatan pemerintah ada, disisihkan sebelum *Investment Credit* dan *Cost Recovery* dikeluarkan. Besarannya antara 10% - 20%, ada yang sifatnya *shareable* (dibagi antara pemerintah dan kontraktor) ada juga yang *non shareable*

(tidak dibagi), hal ini tergantung pada pada kontrak yang telah disepakati (Deni Irawan, 2019).

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

2.2.3 Investment Credit (IC)

IC adalah insentif yang disediakan kepada Kontraktor (dinyatakan dalam persentase biaya *capital*) atas investasi yang ditanamkan terhadap pengembangan lapangan migas yang didominasi oleh biaya fasilitas produksi, insentif ini dikenakan pajak.

2.2.4 Investasi

Investasi bisa berupa *capital* dan *non capital*, istilah ini dapat menggambarkan nilai dari suatu barang sebagai fungsidi waktu. Biaya *capital* merupakan pengeluaran investasi berbentuk fisik yang dapat dimanfaatkan lebih dari satu tahun dan biasanya ada pada tahap awal pengembangan proyek, biaya – biaya ini memiliki nilai depresiasi. Biaya *non capital* merupakan pengeluaran yang langsung dibebankan pada periode biaya tersebut dikeluarkan, biaya *non capital* terdiri dari *intangible cost* dan *operating expenditure*, biaya *non capital* tidak memiliki nilai depresiasi seperti biaya *capital*.

2.2.5 Depresiasi

Depresiasi adalah metode pengurangan nilai suatu barang atau modal *capital* karena waktu dan pemakaian, depresiasi berupa pengurangan dalam mengalokasikan biaya investasi fisik *tangible cost* secara sistematis dalam beberapa periode tertentu. Periode dan jumlah depresiasi ditentukan pada awal kontrak suatu proyek (Jaluakbar & Putra, 2017)

$$\text{Depresiasi} = \frac{\text{Investasi}}{\text{Waktu Depresiasi}} \quad (3)$$

2.2.6 (Pengembalian Biaya) *Cost Recovery*

Pengembalian Biaya adalah Biaya yang digunakan perusahaan dalam mengelola suatu lapangan akan diganti oleh negara dalam bentuk hasil produksi migas. (Nasir, 2014)

$$\text{Cost Recovery} = \text{DCC} + \text{NCC} + \text{OPEX} + \text{UC} \quad (4)$$

2.2.7 Equity to be Split (ETBS)

Equity to be split ialah nilai hasil dari *gross revenue* yang telah dikurangi dengan FTP dan *cost recovery* kemudian dibagi sesuai dengan kesepakatan antara kontraktor dan pemerintah. Untuk produksi minyak nilai *split* sebesar 15% untuk kontraktor dan 85% untuk pemerintah, sedangkan untuk produksi gas nilai *split* sebesar 30-35% untuk kontraktor dan 65-70% untuk pemerintah.

$$ETS = \text{Gross Revenue} - \text{FTP} - \text{Cost Recovery} \quad (5)$$

2.2.8 Contractor Share

Kontraktor akan mendapatkan imbalan karena telah mengelola minyak, yaitu *contractor share* yang merupakan bagian kontraktor yang diperoleh dari *equity to be split* sebelum dipotong pajak. Bagian kontraktor setelah dipotong pajak pembagian sebelum *Cost Recovery* disebut *Net Contractor Share* dan apabila ditambah dengan seluruh bagian yang dikeluarkan maka disebut *Total Contractor Share*.

$$\text{Contractor Share} = \text{Equity To Be Split} \times \% \text{ Contractor Gross Share} \quad (6)$$

2.2.9 Government Share

Government share adalah bagian pemerintah yang didapatkan dari *equity to be split*. Secara perhitungan matematis besarnya nilai *contractor share* dapat ditentukan dengan rumus sebagai berikut.

$$\text{government share} = \text{equity to be split} \times \% \text{ government gross share} \quad (7)$$

2.2.10 Domestic Market Obligation (DMO)

DMO merupakan tanggung jawab perusahaan migas dalam mencukupi keperluan minyak dalam negeri yaitu minimal 25% dari produksi bagian Kontraktor. Untuk 5 tahun pertama (60 bulan) pada saat produksi dimulai, kontraktor akan diberikan insentif berupa *DMO holiday*, yaitu minyak dihargai sesuai dengan harga pasaran, selanjutnya harga minyak DMO biasanya dibayarkan 25% dari harga pasaran (*DMO Fee*).

$$\text{DMO} = 25\% \times \text{Produksi} \quad (8)$$

$$\text{DMO Fee} = 25\% \times \text{Harga Minyak} \times \text{Volume DMO} \quad (9)$$

2.2.11 Tax (Pajak)

Tax atau pajak adalah penghasilan yang didapatkan pemerintah oleh perusahaan minyak. Seluruh penghasilan dari kontraktor akan dikenakan pajak (*taxable income*).

$$Tax = Taxable Income \times \% Government Tax \quad (10)$$

2.2.12 Contractor Take

Contractor take adalah penghasilan kontraktor yang didapatkan dari pengembangan lapangan migas yang telah dikenakan pajak.

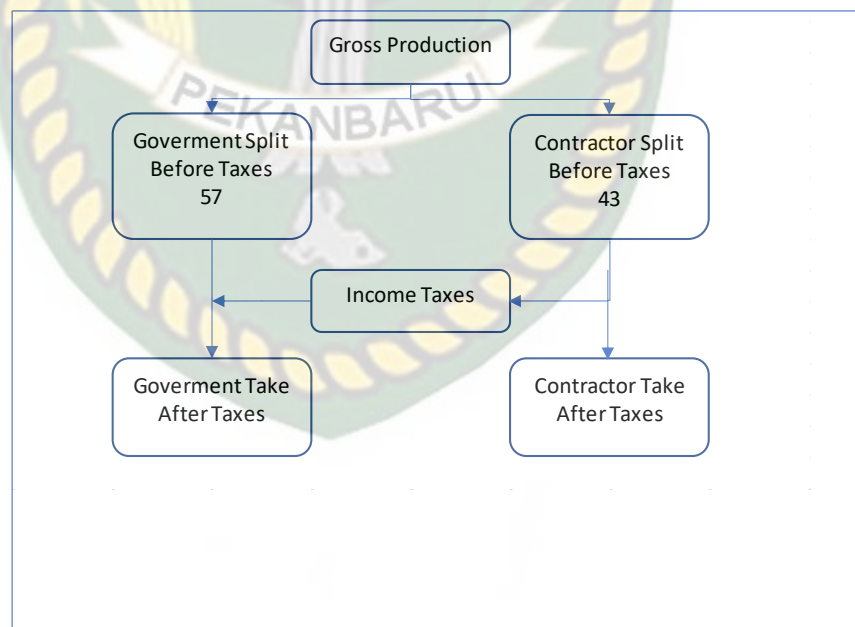
$$Contractor Take = Cost Recovery + Net Contractor Take \quad (11)$$

2.2.13 Government Take

Government take adalah penghasilan yang didapatkan oleh pemerintah setelah dikurangi dengan penghasilan kontraktor dan hasil pajak.

$$Government Take = Government ETS + (DMO - DMO Fee) + Tax \quad (12)$$

2.3 Gross Split



Gambar 2. 3 Skema *Gross Split*(Fajri, 2020)

Pemerintah memperkenalkan PSC *Gross Split* pada awal tahun 2017 berdasarkan Permen ESDM No. 08/2017 yang kemudian direvisi dengan Permen

ESDM No 52/2017. Berdasarkan Pasal 6 ayat (1) pada Permen ESDM No. 52/2017, Pada saat persetujuan pengembangan lapangan, besaran bagi hasil awal (*base split*) yang disesuaikan dengan komponen variabel dan komponen progresif.

PSC cost recovery memiliki beberapa parameter dalam perhitungan seperti yang dapat dilihat pada alur perhitungan *PSC cost recovery*, parameter-parameter perhitungan tersebut terurai dalam poin-poin berikut ini.

2.1.1 Gross Revenue

Gross revenue adalah pendapatan atau penerimaan kotor dari suatu proyek migas yang didapatkan dari hasil penjualan produksi. *Gross revenue* dapat ditentukan dengan cara jumlah produksi yang didapatkan setiap tahun dari suatu lapangan dikalikan dengan harga minyak pada tahun yang sama. Perundingan minyak bumi di Indonesia memanfaatkan *Indonesian Crude Price (ICP)*, ICP merupakan harga minyak Indonesia yang mengacu pada harga minyak dunia, sehingga menggambarkan harga sebenarnya yang mengikuti ketidakstabilan harga minyak dunia.

2.1.2 Split

Base split, *variable split* dan *progressive split*, merupakan tiga komponen yang terdapat dalam *PSC gross split*. besaran nilai dari penjumlahan ketiga *split* tersebut menghasilkan besaran *total split* untuk kontraktor dan pemerintah menyesuaikan terhadap yang akan diuraikan berikut ini.

a. Base Split

Pemerintah telah menetapkan besaran nilai bagi hasil awal (*base split*) untuk perusahaan yaitu 43% untuk produksi minyak bumi dan 48% untuk produksi gas bumi, sementara itu besaran nilai bagi hasil awal (*base split*) bagi pemerintah sebesar 57% untuk produksi minyak dan 52% untuk produksi gas (Giranza & Bergmann, 2018).

b. Variabel Split

Variable split terkait dengan karakteristik lapangan yang sedang dilakukan pengembangan. Kontraktor akan mendapat tambahan *split* berdasarkan ketentuan peraturan Menteri ESDM Republik Indonesia Nomor 52 tahun 2017. Yang termasuk variabel komponen dalam *Gross Split* yaitu status

lapangan, lokasi lapangan terdapatnya gas CO₂ dan H₂S, kedalaman sumur dan tingkat komponen dalam Negeri (Anjani & Baihaqi, 2018)

c. *Progressive Split*

Progressive split terkait dengan perubahan nilai harga minyak, harga gas dan kumulatif produksi.

2.1.3 *Contractor Share*

Contractor share merupakan bagian kontraktor yang diperoleh berdasarkan perkalian antara *total split kontraktor* dengan nilai *gross revenue*.

$$\text{Contractor Share} = \text{Total Contractor Split} \times \text{Gross Revenue} \quad (13)$$

2.1.4 *Government Share*

Government share merupakan bagian pemerintah yang diperoleh berdasarkan perkalian antara *total split pemerintah* dengan nilai *gross revenue*.

$$\text{Government Share} = \text{Total Government Split} \times \text{Gross Revenue} \quad (14)$$

2.1.5 *Deductible Expenses*

Deductible expenses merupakan biaya investasi yang meliputi biaya *tangible* yang mengalami depresiasi, *intangible* OPEX termasuk biaya *abandonment site restoration* (ASR).

$$\text{Deductible Expenses} = \text{Capital Cost Depreciation} + \text{Non Capital} \quad (15)$$

2.1.6 *Taxable Income*

Taxable income adalah semua penghasilan perusahaan migas yang bisa dikenai pajak setelah *expenditure* (Biaya investasi) diperhitungkan.

$$\text{Taxable Income} = \text{Cont Share} - \text{Deductible Expenses} - \text{Net DMO} \quad (16)$$

2.1.7 *Tax Payment*

Tax atau pajak ialah biaya yang dibayar oleh kontraktor kepada Pemerintah biaya tersebut akan masuk kedalam bagian dari pendapatan pemerintah yang diperoleh dari kontraktor. *Government tax* merupakan pajak yang diperoleh pemerintah dan dikenakan pada seluruh penghasilan dari kontraktor (*taxable income*),

$$\text{Tax} = \text{Taxable Income} \times \% \text{ Government Tax} \quad (17)$$

2.1.8 Contractor Take

Contractor take merupakan total bagian penerimaan yang dimiliki oleh kontraktor yang diperoleh dari keekonomian suatu lapangan setelah dipotong dengan pajak untuk pemerintah.

$$\text{Contractor Take} = \text{Taxable Income} - \text{Tax Payment} \quad (18)$$

2.1.9 Government Take

Government take merupakan total bagian penerimaan yang dimiliki oleh pemerintah dan merupakan bagian atau *share* pemerintah ditambah dengan nilai pajak yang dibayarkan kontraktor.

$$\text{Government Take} = \text{Government Share} + \text{Contractor Tax Payment} \quad (19)$$

2.4 Indikator Keekonomigas Hulu Migas

Terdapat beberapa indikator keekonomian hulu migas di Indonesia, yaitu sebagai berikut :

2.4.1 Net Present Value (NPV)

Net present value (NPV) adalah nilai sekarang dari semua aliran kas dimulai dari awal hingga akhir suatu kontrak. Kontrak akan dikatakan layak apabila nilai npv lebih besar dari nol atau npv yang paling besar. Nilai npv dianggap lebih realistis karena memperhitungkan nilai uang karena faktor waktu dan juga memperhitungkan adanya nilai sisa dari investasi (Purnatiyo, 2014)

$$NPV(i, N) = \sum_{t=1}^N \left(\frac{C_t}{(1+r)^t} \right) - C_0 \quad (20)$$

Dimana NPV = net present value, t = tahun cashflow, n = tahun proyek berjalan, r = suku bunga, Ct = net cashflow pada tahun ke - t, C0 = biaya investasi awal proyek yang dikeluarkan pada tahun t = 0. (Bora, 2015)

2.4.2 Internal Rate of Return (IRR)

Internal rate of return merupakan tingkat suku bunga (*discount rate*) yang menyebabkan NPV = 0, IRR sebagai harga bunga yang menyebabkan harga semua kas masuk (*Cash Inflow*) besarnya serupa dengan kas keluar (*Cash Outflow*) bila *cash flow* ini didiskon untuk suatu waktu tertentu.

Penentuan IRR dilakukan dengan cara pendekatan coba-coba atau *trial and error* yaitu dengan menentukan NPV pada beberapa tingkat diskon hingga mendekati hasil NPV, kemudian dilakukan interpolasi hingga NPV=0. Secara perhitungan matematis besarnya nilai IRR dapat ditentukan dengan rumus sebagai berikut.

$$\sum_{t=0}^N \left(\frac{Rt}{(1+IRR)^t} \right) = 0 \quad (21)$$

2.4.3 Pay Back Period (PBP)

Pay Back Period merupakan waktu yang dibutuhkan untuk investasi yang telah ditanamkan kembali, indikator *Pay Back Period* menunjukkan bahwa semakin cepat jangka waktu investasi kembali maka semakin baik juga proyek yang akan dikembangkan.

2.5 Analisis Sensitifitas

Analisa sensitivitas merupakan suatu metode yang digunakan untuk mengetahui pengaruh perubahan besaran parameter-parameter terhadap indikator keekonomian, analisa sensitivitas dapat menunjukkan bagaimana suatu indikator mempengaruhi terhadap perubahan kinerja sistem produksi dalam menghasilkan keuntungan yang diperoleh dari suatu investasi. Perubahan parameter yang sering digunakan untuk analisa sensitivitas adalah produksi, harga, biaya investasi (CAPEX), dan biaya operasi (OPEX).

Metode dasar analisis sensitivitas berupa mulai dari *base case analysis* yang mengandung semua asumsi kemudian kita mengubah salah satu asumsi yang dipakai dan sementara itu parameter yang lain dianggap tetap, Analisis sensitivitas dapat membantu kita dalam menentukan apa yang akan terjadi pada proyek yang sedang kita tangani apabila asumsi yang kita pakai berbeda dari asumsi regional (Kadir, 2004).

2.6 State Of The Art

Terdapat berbagai literatur yang berhubungan dengan penelitian yang akan dilakukan dan digunakan sebagai pedoman dalam melakukan penelitian ini. Berikut ini tabel *state of the art* dari penelitian ini :

Tabel 2. 1 State Of The Art

NO	Judul Penelitian	Jenis kontrak Migas	Hasil
1	Studi kelayakan keekonomian pada pengembangan lapangan GX, GY, dan GZ dengan sistem PSC dan <i>Gross split</i> (Trijana Kartoatmodjo, 2017)	PSC <i>Cost recovery</i> dan <i>Gross Split</i>	Berdasarkan analisa nilai NPV Skema <i>Gross split</i> lebih baik daripada skema PSC <i>Cost recovery</i> , yaitu 845.780M\$ pada lapangan GX dengan menggunakan skema <i>Gross Split</i> dan 636.866 MUS\$ untuk skema PSC <i>Cost recovery</i> . Lapangan GY dan GZ juga mendapatkan hasil bahwa NPV <i>Gross split</i> lebih besar.
2	<i>Indonesian milstone in Production – Sharing contract in perspective of Goverment take, contractor take, cost recovery and production target</i> (Daniel, 2017)	Production Sharing Contract (PSC) and <i>Gross split</i>	jika tidak ada pajak yang tidak benar, maka <i>Gross Split</i> akan lebih baik daripada PSC <i>cost recovery</i> , jika tidak, PSC <i>cost recovery</i> akan lebih menguntungkan atau menarik bagi kontraktor. Tapi karena adanya peraturan tentang pajak tidak langsung, maka terdapat ketidakpastiain dan risiko dalam fiskal industri migas bagi kontraktor
3	Pengaruh harga gas dan komponen variabel terhadap keuntungan kontraktor pada <i>Gross Split</i> (Pramadika & Satiyawira, 2019)	Gross Split	Hasil penelitiannya yaitu nilai IRR > MARR yang artinya masih layak. Untuk kontraktor dihasilkan nilai NPV 28.282 MMUSD dan IRR 16,684%. harga gas dan variable split merupakan parameter yang mempengaruhi IRR. Apabila variabel split yang didapatkan semakin tinggi maka pendapatan kontraktor juga akan semakin tinggi.
4	Perbandingan model kontrak modifikasi PSC dan <i>Gross Split</i> dalam perusahaan gas methana batubara di Indonesia (Umaruddin, 2010)	Modifikasi PSC dan <i>Gross Split</i>	IRR=19.57%, NPV kumulatif pada <i>Gross PSC</i> yaitu 134.836,68\$ sedangkan Modifikasi PSC 114.531,68 \$, Jadi PSC <i>gross split</i> lebih menarik.
5	Pengaruh perubahan harga minyak terhadap keekonomian blok XY dengan PSC <i>Gross Split</i>	PSC <i>Gross Split</i>	Jika harga minyak mencapai 20 \$/bbl maka keekonomian di Blok XY kurang baik jika memakai skema <i>Gross split</i> . Untuk memecahkan persoalan itu jadi ditambahkan diskresi pemerintah sebesar 14.955% agar keekonomian Blok XY menarik bagi kontraktor.

	(Satiyawira & Pramadika, 2018)		
6	Studi perbandingan Keekonomian pengembangan lapangan minyak marginal menggunakan production sharing contract dan gross split (Ariyon & Dewi, 2018)	Psc Cost recovery dan Gross split	Hasil analisa yang didapatkan untuk pengembangan lapangan minyak marginal YZ dengan skema PSC <i>Cost recovery</i> didapatkan <i>Nett Present Value</i> =78.35 M\$; <i>Internal Rate of Return</i> = 10,92%; <i>Pay Of Time</i> = 3,0 tahun, pendapatan pemerintah = 51,9 %, pendapatan kontraktor= 7% dan <i>Cost Recovery</i> = 41,04 %. Sedangkan jika menggunakan skema <i>Gross split</i> maka <i>Nett Present Value</i> =621.38 M\$; <i>Internal Rate of Return</i> = 15.73%; <i>Pay Of Time</i> = 3.29 tahun; pendapatan pemerintah = 86.2 %, pendapatan kontraktor = 13.8 %. Dari hasil analisa tersebut <i>Gross split</i> lebih menguntungkan bagi kontraktor maupun pemerintah, dengan kondisi harga minyak yang rendah seperti saat ini.
7	Economic Feasibility Study of Onshore Exploration Oil Field Development using Gross Split Contract (Ariyon, Setiawan, & Reza, 2020)	Gross Split	Hasil penelitian menyatakan bahwa kontrak Gross Split layak dilakukan pada lapangan X dengan nilai NPV sebesar 192.62 M\$ dan nilai IRR sebesar 41.04%. Dengan pendapatan pemerintah sebesar 72.3% dan pendapatan kontraktor sebesar 27.7 %

Dari penelitian – penelitian yang sudah pernah dilakukan terkait dengan PSC *cost recovery* maupun *Gross split* dapat dilihat bahwa penelitian yang sudah pernah dilakukan sebelumnya dan penelitian yang akan dilakukan terdapat kesamaan, namun dalam hal ini terdapat juga beberapa perbedaan yaitu penelitian ini dilakukan untuk melengkapi atau meneliti aspek keekonomian migas untuk lapangan yang akan diterapkan EOR CO₂ dilihat dari penggunaan sistem kontrak PSC *cost recovery* maupun *Gross split*.

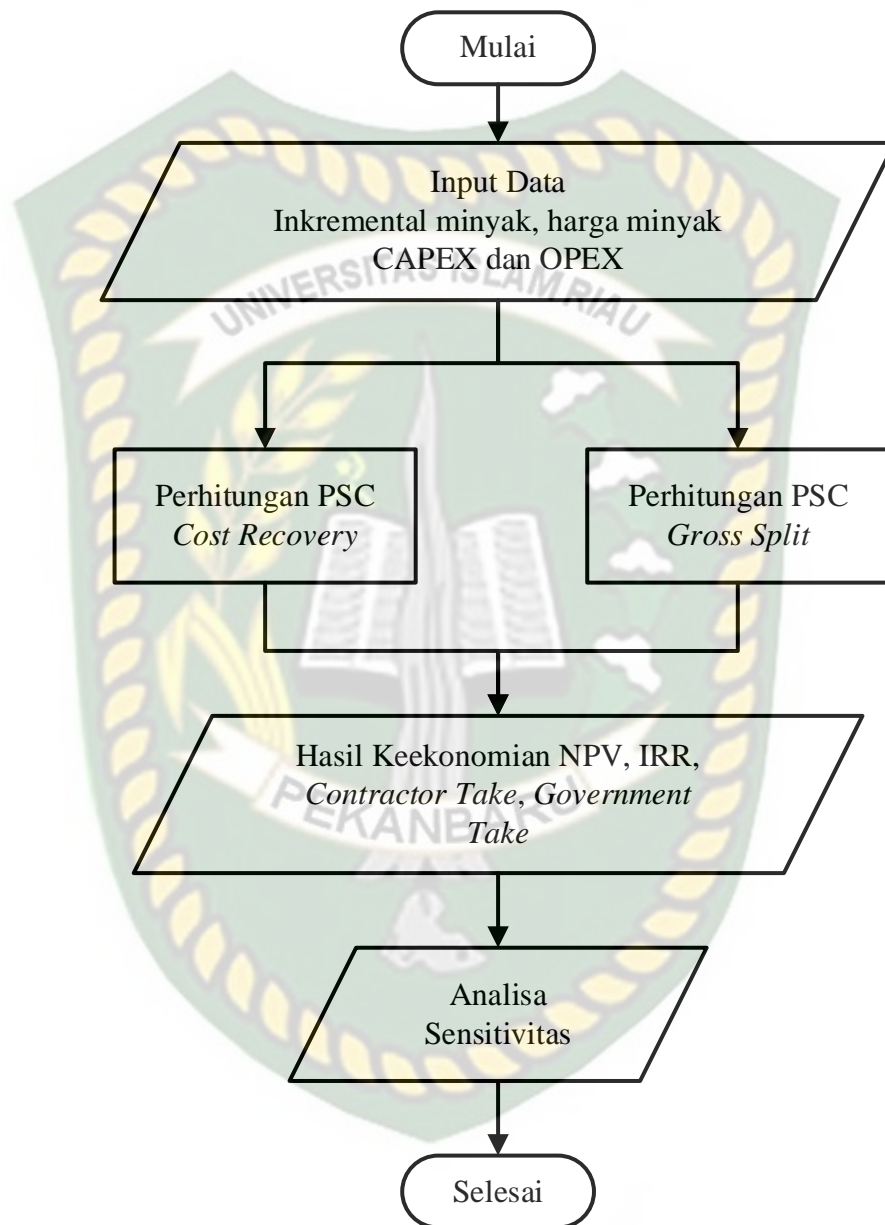
BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Uraian Metodologi Penelitian

Untuk memastikan penelitian ini berjalan susai rencana, maka dibuat metodologi sebagai berikut :

1. langkah awal yang dilakukan dalam rangkaian penelitian ini adalah memasukan data-data berupa laju alir produksi, harga minyak dan gas, serta besarnya biaya CAPEX dan biaya OPEX.
2. Langkah berikutnya data-data yang telah dimasukkan kemudian dilakukan perhitungan keekonomian dengan sistem kontrak bagi hasil *production sharing contract* dengan menggunakan skema *PSC cost recovery* dan skema *PSC gross split*.
3. Langkah selanjutnya hasil keekonomian yang diperoleh dari perhitungan skema *PSC cost recovery* dan skema *PSC gross split* kemudian dilakukan perhitungan terhadap indikator keekonomian yaitu NPV, IRR, *contractor take* dan *government take*
4. Langkah berikutnya yang dilakukan adalah menganalisis sensitivitas terhadap indikator keekonomian sehingga dapat diketahui parameter mana yang paling berpengaruh dalam menentukan hasil keekonomian.

3.2 Diagram Alir



Gambar 3. 1 Diagram Alir

3.3 Tempat Penelitian dan Teknik Pengambilan Data

Penelitian ini mengambil studi kasus di Lapangan MLA yang terletak di Sumatera Bagian Selatan dan berjarak ± 50 km dari sumber gas CO₂ dan ± 150 km dari ibu kota provinsi. Ditinjau dari geologi regional, lapangan MLA berlokasi di Musi *Platform* pada bagian barat cekungan Sumatera Selatan. Data Lapangan MLA di dapat dari Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (PPPTMGB) LEMIGAS. Data-data tersebut kemudian diolah dalam bentuk cashflow kemudian dilakukan perhitungan keekonomian menggunakan kontrak PSC Cost Recovery dan Gross Split.

3.4 Jadwal Penelitian

Tabel 3. 1 Jadwal Penelitian

Kegiatan	Tahun 2020-2021											
	November				Desember				Januari			
	Minggu ke-				Minggu ke-				Minggu ke			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Studi Literatur												
Pembuatan Proposal Penelitian												
Pengolahan Data												
Analisis Hasil dan Pembahasan												
Pembuatan laporan												

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Bab ini akan menjelaskan hasil perbandingan keekonomian migas pada lapangan MLA dengan menggunakan sistem *PSC Cost Recovery* dan *Gross Split*.

4.1 Aspek Keekonomian

Untuk melakukan perhitungan sebagai dasar analisis keekonomian menggunakan dengan model *PSC Cost Recovery* ataupun *Gross Split*, terlebih dahulu dibutuhkan input data atau parameter-parameter perhitungan. parameter-parameter yang dibutuhkan pada perhitungan keekonomian lapangan MLA ini adalah jumlah produksi, biaya-biaya yang dikeluarkan untuk investasi baik biaya *tangible* dan *intangible*, biaya *operational* dan *maintenance*, parameter harga minyak bumi yang digunakan, biaya *operating cost/barrel* dan juga biaya ASR untuk *well* dan *surface facilities* ataupun biaya lainnya. Berikut data data yang dibutuhkan dalam melakukan perhitungan keekonomian minyak dan gas bumi.

Tabel 4. 1 Data Asumsi

Data Asumsi	
Description	Basis
First Tranche Petroleum (FTP)	20%
Investment Credit	0
Cost Recovery (CR)	100%
Net split cont.	15%
Cont. Share	26.7857%
Net split GOI	85%
GOI Share	73.2143%
Domestic Market Obligation (DMO)	25%
DMO Fee	25%
Total Tax	44%
Discount Faktor	15%
CO2 trading	
CO2 price	30 \$/ton

Data diatas merupakan data asumsi yang digunakan dalam menentukan keekonomian pada Lapangan MLA menggunakan sistem kontak PSC Cost recovery.

Tabel 4. 2 Pembagian Split pada Kontrak *Gross Split*

BASE SPLIT				Oil
Deskripsi		Split	2018	
Kontraktor		43	43	
Negara		57	57	

A. KOMPONEN VARIABEL				2018
No	Karakteristik	Parameter	Koreksi Split Bagian Kontraktor (%)	2018
1	Status Lapangan	POD I	5.0	
		POD II	3.0	
		No POFD	0	0
2	Lokasi Lapangan (*h=kedalaman laut dalam meter)	Onshore	0.0	0.0
		Offshore (0<h≤20)	8.0	
		Offshore (20<h≤50)	10.0	
		Offshore (50<h≤150)	12.0	
		Offshore (150<h≤1000)	14.0	
		Offshore (h>1000)	16.0	
3	Kedalaman Reservoir (m)	≤ 2500 (8202 ft)	0.0	

		> 2500 (8202 ft)	1.0	1.0
4	Ketersediaan Infrastruktur Pendukung	Well developed	0.0	
		New Frontier Offshore	2.0	
		New Frontier Onshore	4.0	4.0
5	Jenis Reservoir	Konvensional	0.0	0
		Non Konvensional	16.0	
6	Kandungan CO ₂ (%)	<5	0.0	0
		5≤x<10	0.5	
		10≤x<20	1.0	
		20≤x<40	1.5	
		40≤x<60	2.0	
		x≥60	4.0	
7	Kandungan H ₂ S (ppm)	<100	0.0	0
		100≤x<1000	1.0	
		1000≤x<2000	2.0	
		2000≤x<3000	3.00	
		3000≤x<4000	4.00	
		x≥4000	5.0	
8	Berat Jenis Minyak Bumi	<25	1.0	
		≥25	0.0	0
9	Tingkat Komponen Dalam Negri (%)	30≤x<50	2.0	2.0
		50≤x<70	3.0	
		70≤x<100	4.0	
10	Tahapan Produksi	Primer	0.0	
		Sekunder	6.0	
		Tersier	10.0	10.0

17

B. KOMPONEN PROGRESIFICP = **77.69**

No	Karakteristik	Parameter	Koreksi Split Bagian Kontraktor (%)	2018
1	Harga Minyak Bumi (US\$/barrel)	$(85 - ICP) \times 0.25$		1.8

2	Jumlah kumulatif produksi Minyak dan Gas Bumi (MMBOE)	<30	10.0	
		$30 \leq x < 60$	9.0	
		$60 \leq x < 90$	8.0	
		$90 \leq x < 125$	6.0	
		$125 \leq x < 175$	4.0	4.0
		≥ 175	0.0	
				5.8

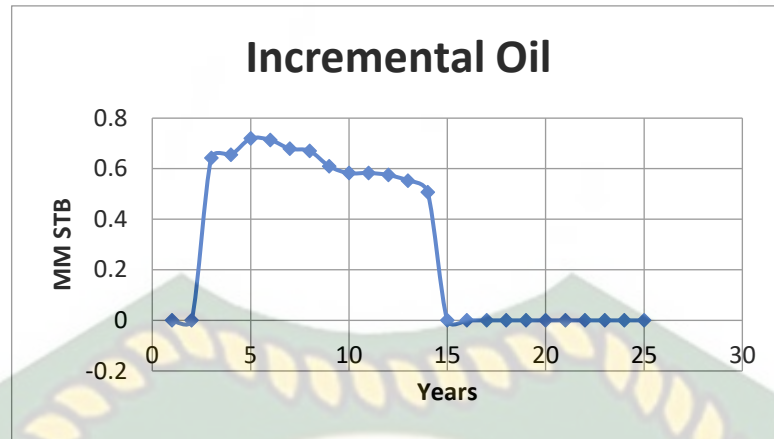
Negoisasi Ekonomis	0.0	0.0
--------------------	-----	-----

TOTAL SPLIT (%)	
	2018
KONTRAKTOR	65.83
NEGARA	34.17

100.0

Ket: Warna Orange pada tabel menandakan Kriteria lapangan MLA.

Tabel diatas merupakan komponen split dari kontrak Gross Split berdasarkan peraturan yang berlaku.

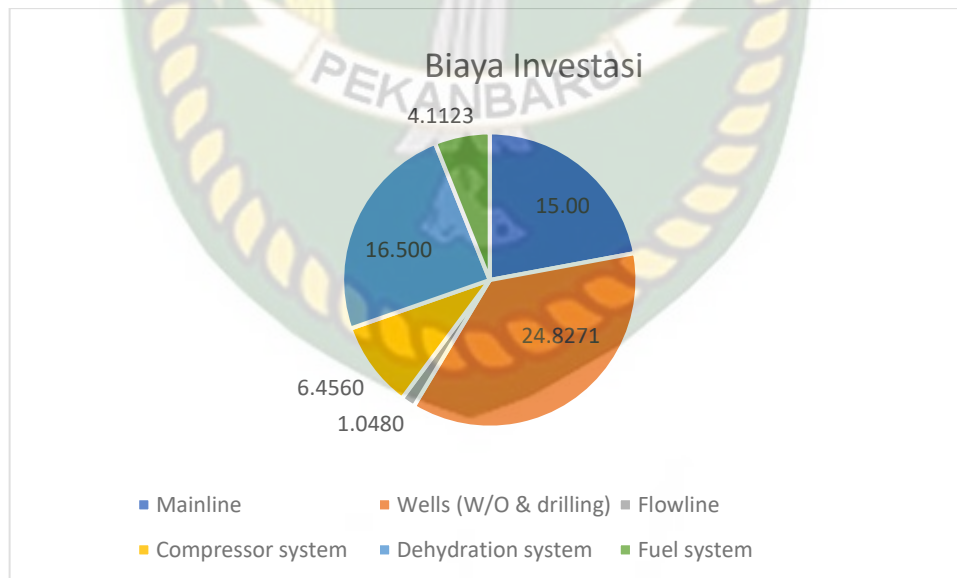


Gambar 4. 1 *Incremental Oil*

Berdasarkan gambar incremental Oil diatas dapat diketahui bahwa produksi akan meningkat dari tahun ke-2 hingga tahun ke-14. Maka dari itu perhitungan untuk sistem PSC Cost Recovery maupun Gross Split hanya sampai pada tahun ke-14.

4.2 Biaya Kapital dan Operasional

Pada sub bab **4.2 Biaya Kapital dan Operasional** akan dibahas mengenai biaya-biaya yang akan dikeluarkan oleh kontraktor selama project dilakukan.



Gambar 4. 2 *Biaya Investasi*

Gambar diatas menunjukkan biaya investasi yang dikeluarkan untuk Lapangan MLA, biaya kapital maupun non kapital. Biaya yang digunakan untuk Mainline sebesar 15 MMUS\$, biaya untuk sumur (Wells) sebesar 24.8271 MMUS\$,

Flowline sebesar 1.0480 MMUS\$, untuk Compressor sebesar 6.456 MMUS\$, untuk dehydration system sebesar 16.5 MMUS\$ dan untuk fuel system sebesar 4.1123 MMUS\$.

Tabel 4. 3 Summary Biaya Investasi

Summary	1	2	3	4
Investasi	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
Capital	10.49	26.00	15.00	2.73
Non Capital	2.62	9.32	1.50	0.27

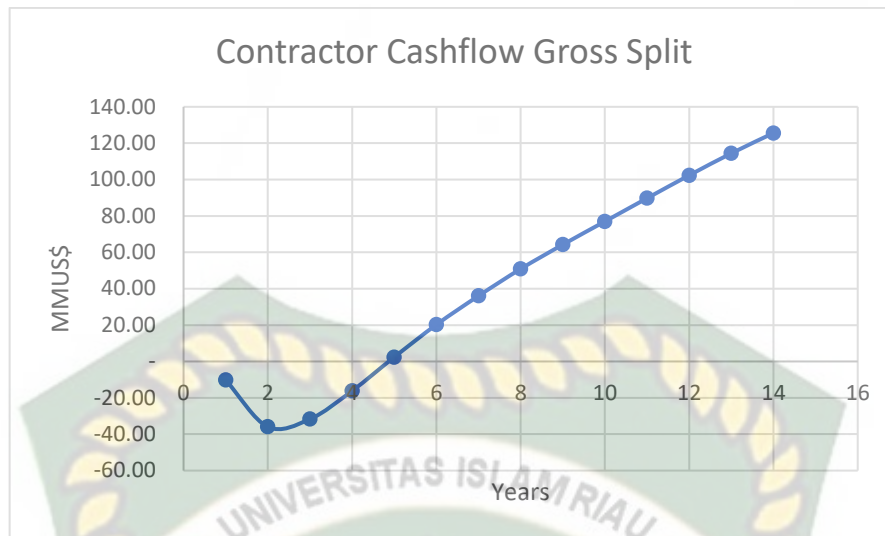
4.3 Ringkasan Hasil Keekonomian

Perhitungan keekonomian yang didasarkan pada Inkremental minyak, perkiraan biaya dan skema pembagian hasil menggunakan sistem *PSC Cost Recovery* dan sistem *Gross Split* telah dilakukan untuk mengetahui faktor yang utama dalam kelayakan investasi CO₂ EOR.



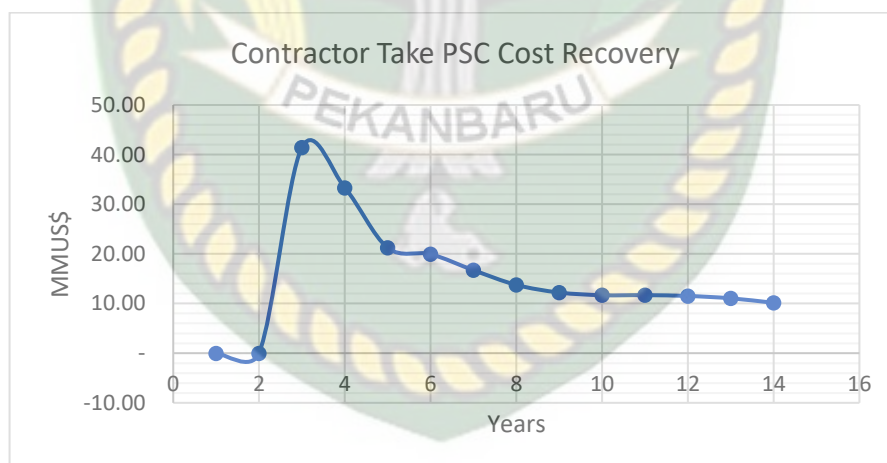
Gambar 4. 3 Contractor Cashflow PSC Cost Recovery

Berdasarkan grafik *contractor cashflow* pada gambar 4.3, dari tahun pertama hingga tahun keempat *contractor cashflow* bernilai negative, hal ini dikarenakan pada tahun tersebut kontraktor belum mendapatkan pemasukan sedangkan kontraktor masih harus mengeluarkan biaya investasi. Kemudian pada tahun ke 5 nilai cashflow contractor sudah positif.



Gambar 4. 4 *Contractor Cashflow Gross Split*

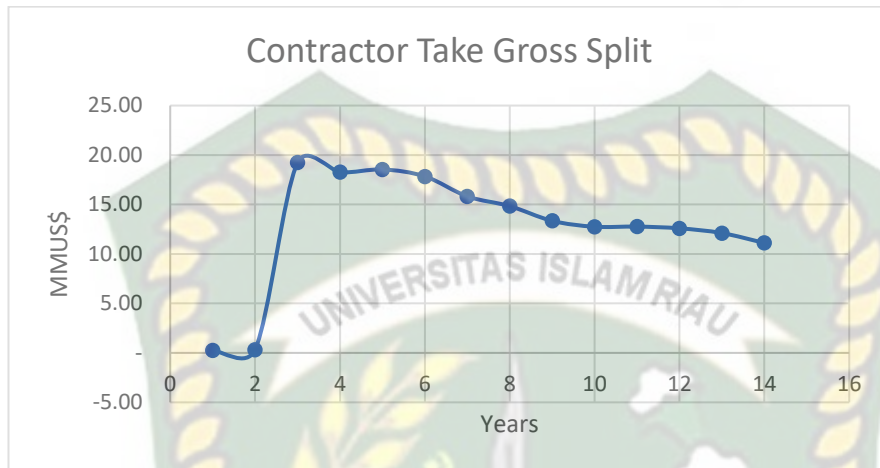
Berdasarkan grafik Cashflow contractor pada gambar 4.4, hasil yang diperoleh tidak jauh berbeda dengan cashflow contractor pada PSC Cost recovery, yaitu nilai positif akan di dapatkan pada tahun ke-5



Gambar 4. 5 *Contractor Take PSC Cost Recovery*

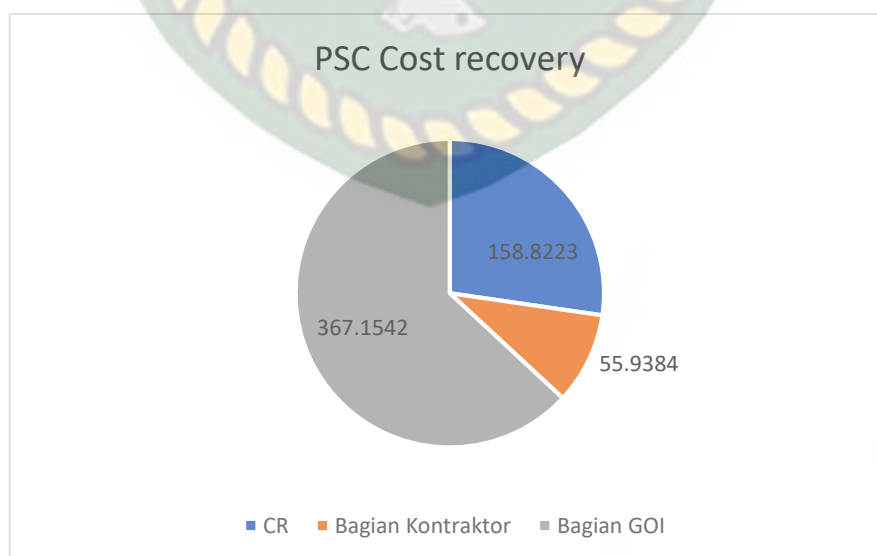
Berdasarkan gambar 4.5 grafik mengenai pendapatan kontraktor pada lapangan MLA dengan PSC Cost Recovery, pada tahun pertama hingga tahun kedua kontraktor tidak menerima pendapatan karena produksi dimulai pada tahun ketiga dengan perolehan pendapatan sebesar 41.4 MMUS\$, pendapatan kontraktor

terbesar pada tahun ketiga tersebut, penurunan pendapatan kontraktor secara berkelanjutan dimulai pada tahun 9 hingga tahun ke 14.



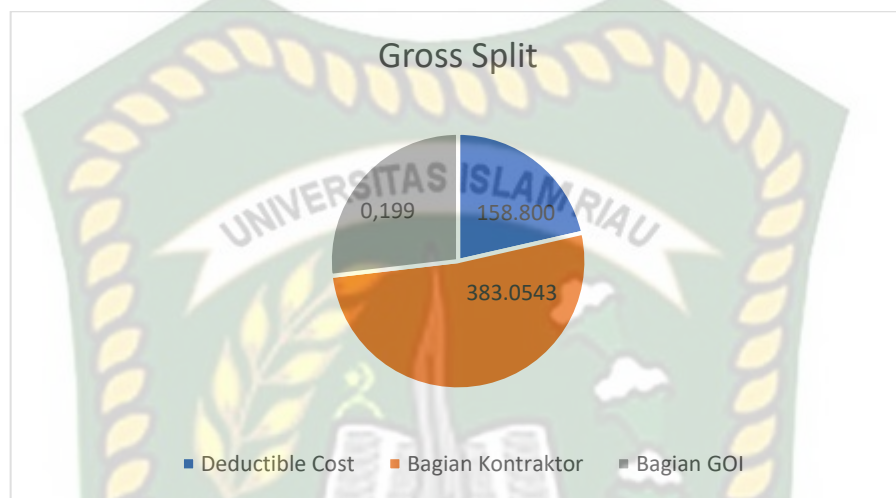
Gambar 4. 6 *Contractor Take Gross Split*

Berdasarkan gambar 4.6 grafik mengenai pendapatan kontraktor pada lapangan MLA dengan Gross Split, pada tahun pertama hingga tahun kedua kontraktor tidak menerima pendapatan karena produksi dimulai pada tahun ketiga dengan perolehan pendapatan sebesar 19.2 MMUS\$, pendapatan kontraktor terbesar pada tahun ketiga tersebut, penurunan pendapatan kontraktor secara berkelanjutan dimulai pada tahun 9 hingga tahun ke 14.



Gambar 4. 7 *Distribusi Pendapatan PSC Cost Recovery*

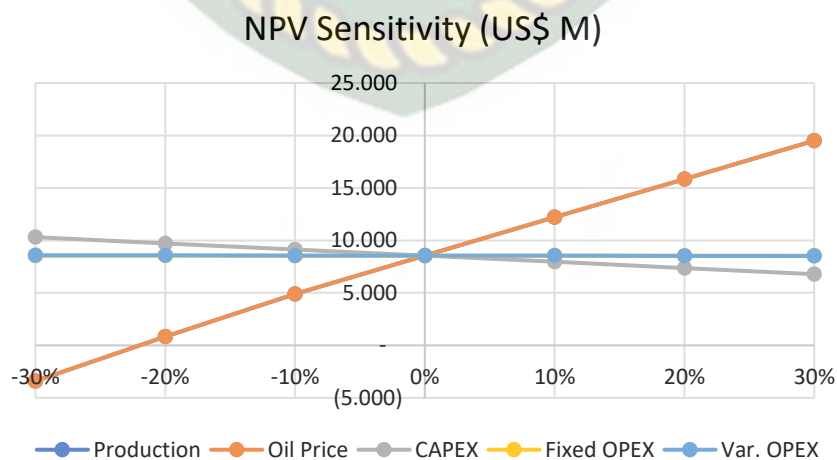
Berdasarkan gambar 4.7 hasil pembagian antara kontraktor dan pemerintah yaitu, 367.1542 MMUS\$ untuk pemerintah pendapatan ini sudah di tambah dengan pajak yang berlaku pada kontrak PSC Cost Recovery, sedangkan untuk pendapatan kontraktor sebesar 55.9384 MMUS\$ dan di tambah dengan Cost recovery sebesar 158.8223 MMUS\$.



Gambar 4. 8 Distribusi Pendapatan Gross Split

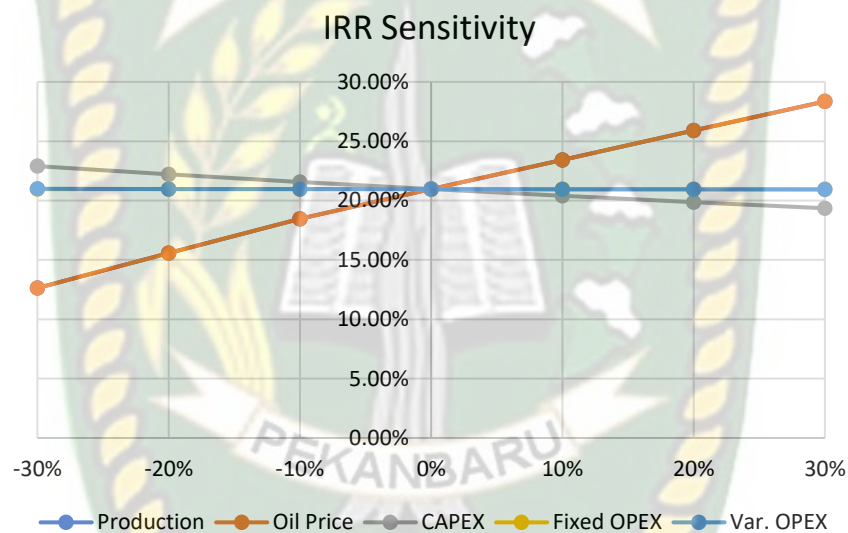
Berdasarkan gambar 4.8 hasil akhir pembagian hasil gross split untuk pemerintah dan kontraktor yaitu, pemerintah mendapatkan bagian sebesar 0.199 MMUS\$, dan kontraktor mendapatkan bagian sebesar 383.0543 MMUS\$ dan nilai deductible cost nya sebesar 158.800 MMUS\$.

4.4 Sensitivity



Gambar 4. 9 NPV Sensitivity PSC Cost Recovery

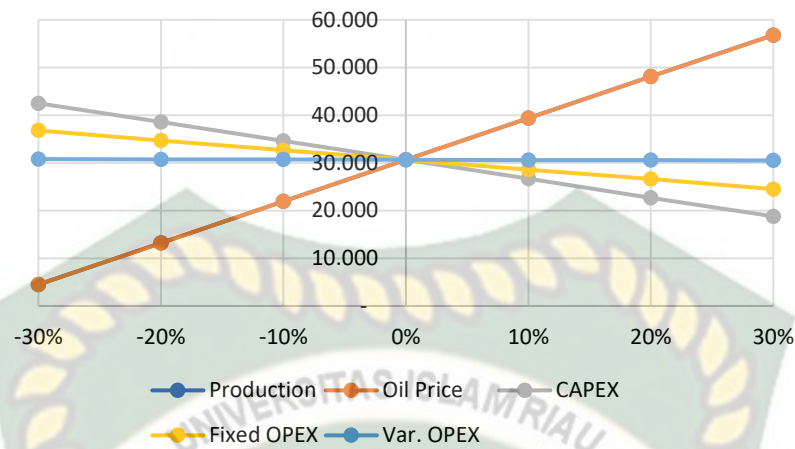
Berdasarkan gambar 4.9 sensitivitas NPV sistem PSC Cost Recovery, parameter yang berpengaruh terhadap NPV adalah harga dan produksi minyak. Perubahan biaya investasi atau *capital expenditure* juga memberikan pengaruh terhadap hasil NPV yang diperoleh, sedangkan biaya operasional OPEX tidak menjadi sebagai parameter yang sensitif. Indikator keekonomian selanjutnya yang akan dianalisis sensitivitasnya adalah pengaruh sensitivitas IRR terhadap perubahan jumlah produksi minyak, perubahan harga minyak, biaya investasi CAPEX dan biaya operasional OPEX.



Gambar 4. 10 IRR Sensitivity PSC Cost Recovery

Berdasarkan gambar 4.10 mengenai sensitivitas IRR dengan sistem PSC Cost Recovery, dapat dilihat bahwa yang paling berpengaruh terhadap perubahan nilai IRR adalah Harga minyak.

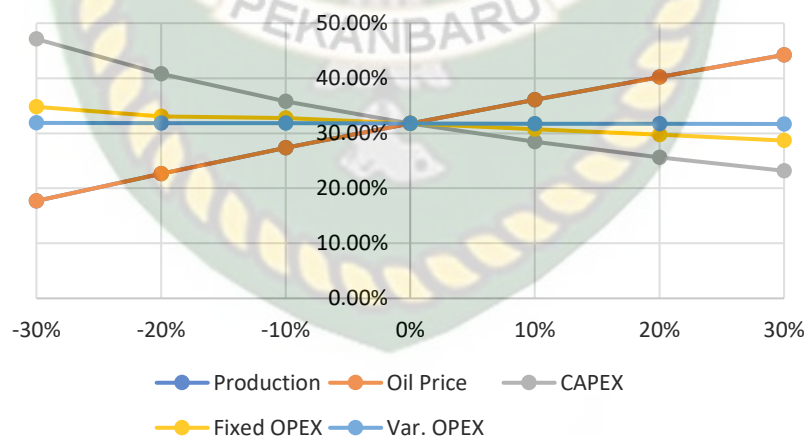
NPV Sensitivity (US\$ M)



Gambar 4. 11 Sensitivity Gross Split

Berdasarkan gambar 4.11 mengenai sensitivitas NPV dengan sistem Gross Split, dapat dilihat bahwa harga minyak merupakan parameter yang paling berpengaruh terhadap nilai NPV, namun produksi minyak, Capex dan Opex juga mempengaruhi nilai NPV pada sistem Gross Split ini.

IRR Sensitivity



Gambar 4. 12 IRR Sensitivity Gross Split

Kemudian untuk sensitivitas IRR dengan sistem Gross Split, parameter yang paling mempengaruhi perubahan nilai IRR adalah harga minyak dan juga biaya *Capital expenditure*, dalam hal ini Variabel Opex dan Fixed Opex juga dapat mempengaruhi nilai IRR.

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Setelah dilakukan penelitian mengenai kontrak migas PSC *Cost Recovery* dan Gross Split pada lapangan MLA, dapat diperoleh kesimpulan sebagai berikut :

- a. Nilai NPV, IRR, dan PBB yang di dapat dengan menggunakan kontrak PSC Cost Recovery yaitu sebesar 9 MMU\$, 21 % dan 4.8 tahun. Sedangkan nilai NPV, IRR dan PBB yang di dapat dengan menggunakan kontrak Gross Split, yaitu sebesar 30.7 MMUS\$, 31.8%, dan 3.87 Tahun.
- b. Dari hasil perhitungan keekonomian yang dilakukan, kontrak Gross Split mendapatkan nilai yang lebih baik jika dibandingkan dengan kontrak PSC Cost Recovery.
- c. Parameter yang paling berpengaruh terhadap grafik sensitifitas adalah harga minyak, besarnya produksi, OPEX dan juga CAPEX
- d. Untuk pemerintah kontrak PSC Cost Recovery lebih menguntungkan jika dibandingkan dengan Gross Split dengan keuntungan sebesar 367.2 MMUS\$ tetapi jika menggunakan Gross Split hanya mendapatkan sebesar 198.861 MMUS\$. Sedangkan untuk kontraktor kontrak Gross Split lebih menguntungkan dengan keuntungan sebesar 383.1 MMUS\$ tetapi jika menggunakan kontrak PSC Cost Recovery hanya mendapatkan sebesar 55.9 MMUS\$ dan Cost Recovery Sebesar 158.8 MMUS\$

5.2 Saran

Pada penelitian ini metode yang dilakukan hanya *Continous CO₂ Injection* saja, diharapkan untuk penelitian – penelitian selanjutnya untuk menggunakan metode injeksi CO₂ yang lainnya, untuk mengetahui perbandingan hasil keekonomiannya.

DAFTAR PUSTAKA

- Akpabio, J., C. I., & Isehunwa, S. (2014). *Improved Oil Recovery by Carbon Dioxide Flooding*.
- Anjani, B. R., & Baihaqi, I. (2018). Comparative analysis of financial Production Sharing Contract (PSC) cost recovery with PSC gross split: Case study in one of the contractor SKK Migas. *Journal of Administrative and Business Studies*, 4(2), 65–80. <https://doi.org/10.20474/jabs-4.2.2>
- Ariyon, M., & Dewi, E. K. (2018). Studi Perbandingan Keekonomian Pengembangan Lapangan Minyak Marjinal Menggunakan Production Sharing Contract. *Seminar Nasional Teknologi Dan Rekayasa*, 23–29.
- Ariyon, M., Setiawan, A., & Reza, R. (2020). Economic Feasibility Study of Onshore Exploration Oil Field Development using Gross Split Contract. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 847(1). <https://doi.org/10.1088/1757-899X/847/1/012030>
- Bora, D. B. (2015). *Comparison Between Net Present Value and Internal Rate Of Return*. 5(12), 61–71.
- Daniel, H. (2017). Indonesian milestone in production-sharing contract in perspective of government take, contractor take, cost recovery and production target. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2017, 2017-Janua*, 1–18. <https://doi.org/10.2118/187008-ms>
- Deni Irawan. (2019). *Keekonomian pengembangan lapangan migas*.
- Fajri, M. (2020). Analisis Hukum Skema Kontrak Gross Split Terhadap Peningkatan Investasi Hulu Minyak Dan Gas Bumi. *Jurnal Hukum & Pembangunan*, 50(1), 54. <https://doi.org/10.21143/jhp.vol50.no1.2482>
- Fitriyatus, A., Fauzi, A., & Juanda, B. (2018). Prediction of Fuel Supply and Consumption in Indonesia with System Dynamics Model. *Jurnal Ekonomi Dan Pembangunan Indonesia*, 17(2), 118–137.
- Giranza, M. J., & Bergmann, A. (2018). Indonesia's New Gross Split PSC: Is It More Superior Than the Previous Standard PSC? *Journal of Economics, Business and Management*, 6(2), 51–55. <https://doi.org/10.18178/joebm.2018.6.2.549>
- Hernandoko, A. (2018). *Implikasi Berubahnya Kontrak Bagi Hasil (Product Sharing Contract) Ke Kontrak Bagi Hasil Gross Split Terhadap Investasi Minyak Dan Gas Bumi Di Indonesia*. VI(2), 160–167.
- Jaluakbar, W., & Putra, I. S. (2017). Accelerated depreciation increase the economical of PSC contractors project in Indonesia. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2017, 2017-Janua*. <https://doi.org/10.2118/186228-ms>
- Kadir, A. W. A. (2004). *Risiko Bisnis Sektor Hulu Perminyakan: Analisis Teknis*

dan Finansial. Penerbit Pradnya Paramita, Jakarta.

- Menteri, P., Dan, E., & Daya Mineral, S. (2017). *Permen ESDM Nomor 08 Tahun 2017 Tentang Kontrak Bagi Hasil Gross Split*. (08), 400.
- Muslim, A., Bae, W., & Kim, S. (2015). CO2 Sources and Future EOR Prospects In Sumatra Island-Indonesia. *The 2015 World Congress on Advances in Civil, Environmental, and Materials Research (ACEM15)*, (SKKMigas 2011), 1–6.
- Muslim, A., Bae, W., Permadi, A. K., Am, S., Gunadi, B., Saputra, D. D. S. M., ... Gunadi, T. A. (2013). Opportunities and Challenges of CO2 Flooding Implementation in Indonesia. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, p. 10. <https://doi.org/10.2118/165847-MS>
- Pramadika, H., & Satiyawira, B. (2019). Pengaruh Harga Gas Dan Komponen Variabel Terhadap Keuntungan Kontraktor Pada Gross Split. *Petro*, 7(3), 113. <https://doi.org/10.25105/petro.v7i3.3817>
- Purnatiyo, D. (2014). Analisis Kelayakan Investasi Alat Dna Real Time Thermal Cycler (Rt-Pcr) Untuk Pengujian Gelatin. *Jurnal PASTI*, 8(2), 212–226.
- Rulandari, N., Rusli, B., Mirna, R., Nurmantu, S., & Setiawan, M. I. (2018). Valuation of Production Sharing Contract Cost Recovery Vs Gross Split in Earth Oil and Gas Cooperation Contracts in Indonesia and the Aspect of Public Service. *Journal of Physics: Conference Series*, 1114(1). <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1114/1/012132>
- Satiyawira, B., & Pramadika, H. (2018). Pengaruh Perubahan Harga Minyak Terhadap Keekonomian Blok Xy Dengan Psc Gross Split. *Petro*, 7(1). <https://doi.org/10.25105/petro.v7i1.3223>
- Soemanto, Ariana; Ratnasari, A. D. (2016). *9 Fenomena Hulu Migas Indonesia , Peluang Memperbaiki Iklim Investasi dengan Kontrak Migas “Gross Split.”* 8.
- Trijana Kartoatmodjo. (2017). *Studi Kelayakan Keekonomian Pada Pengembangan Lapangan*. 273–278.
- Umaruddin, J. (2010). Perbandingan model kontrak modifikasi PSC dan Gross Split dalam perusahaan gas methana batubara di Indonesia. *Perbandingan Model Kontrak Modifikasi PSC Dan Gross Split Dalam Perusahaan Gas Methana Batubara Di Indonesia*, 0(November), 210.
- Verma, M. K. (2015). Fundamentals of Carbon Dioxide-Enhanced Oil Recovery (CO2-EOR)—A Supporting Document of the Assessment Methodology for Hydrocarbon Recovery Using CO2-EOR Associated with Carbon Sequestration. *Usgs*, 19. <https://doi.org/https://dx.doi.org/10.3133/ofr20151071>.