

**ANALISIS PERBANDINGAN KEUNTUNGAN
PENGEMBANGAN LAPANGAN GAS SA BERDASARKAN
SKEMA KONTRAK PSC DAN GROSS SPLIT**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

SAIFUL ACHMAD

NPM 193210836



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2021

**ANALISIS PERBANDINGAN KEUNTUNGAN
PENGEMBANGAN LAPANGAN GAS SA BERDASARKAN
SKEMA KONTRAK PSC DAN GROSS SPLIT**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

SAIFUL ACHMAD

NPM 193210836



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2021

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas Akhir ini disusun oleh :

Nama : Saiful Achmad
NPM : 193210836
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Skripsi : Analisis Perbandingan Keuntungan Pengembangan Lapangan Gas SA Berdasarkan Skema Kontrak PSC Dan Gross Split

Telah berhasil dipertahankan di depan 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., M.T. ()
Penguji I : Fiki Hidayat, S.T., M.Eng. ()
Penguji II : Idham Khalid, S.T., M.T. ()

Ditetapkan di : Pekanbaru


Tanggal : 06 Agustus 2021

Disahkan Oleh

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**

PEMBIMBING


(Novia Rita, S.T., M.T.)


(Muhammad Ariyon, 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 didalamnya 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, 06 Agustus 2021

Saiful Achmad
NPM 193210836



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 proposal penelitian ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu dan pengetahuan selama perkuliahan. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik. oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Ibu Novia Rita, S.T., M.T. selaku Ketua Prodi Teknik Perminyakan,
2. Bapak Muhammad Ariyon, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani proses pengerjaan tugas akhir ini.
3. Ibu Dr. Mursyidah, S.Si, M.Sc. selaku penasehat akademik saya selama ini yang selalu memberikan saran dan dukungan secara moral kepada saya.
4. Orang tua tercinta saya yaitu Bapak Haryoto dan kakak saya kak Arif Akhmad dan Fauzi Achmad yang telah membantu saya baik materil dan moril serta memberikan semangat untuk bisa sampai ke tahap ini. Saya mengucapkan terima kasih ke segala pihak keluarga yang telah mendoakan hingga bisa terselesaikan tugas akhir ini.
5. Seluruh sahabat dan teman-teman Teknik Perminyakan UIR dan Akamigas Balongan yang telah memberi dukungan kepada saya.

Pekanbaru, 06 Agustus 2021

(Saiful Achmad)

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
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.....	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	3
2.1 SISTEM KONTRAK BAGI HASIL DI INDONESIA	4
2.2 SISTEM KONTRAK KONSESI.....	6
2.3 SISTEM KONTRAK KARYA.....	6
2.4 SISTEM KONTRAK PSC.....	6
2.4.1 PSC Generasi Pertama (1966 – 1975).....	7
2.4.2 PSC Generasi Kedua (1976 - 1988)	7
2.4.3 PSC Generasi Ketiga (1988 – Sekarang).....	8

2.5	SISTEM KONTRAK PSC <i>GROSS SPLIT</i>	12
2.6	INDIKATOR KEEKONOMIAN.....	18
2.6.1	Net Present Value (NPV)	19
2.6.2	Internal Rate of Return (IRR).....	19
2.6.3	Pay Out Time (POT).....	19
2.6.4	Discounted Profitability Index (DPI)	20
2.6.5	Analisis Sensitivitas.....	20
BAB III METODOLOGI PENELITIAN		22
3.1	METODOLOGI.....	22
3.2	DIAGRAM ALUR PENELITIAN	22
3.3	DATA-DATA YANG DIBUTUHKAN DALAM STUDI LAPANGAN	23
3.4	TEMPAT PENELITIAN	25
3.5	JADWAL PENELITIAN.....	25
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN		26
4.1	RENCANA PENGEMBANGAN LAPANGAN.....	26
4.2	DATA PRODUKSI.....	27
4.3	BIAYA OPERASIONAL	28
4.4	KONDISI LAPANGAN DAN RESERVOIR	29
4.5	ANALISA KEEKONOMIAN	29
4.5.1	Analisa Keekonomian pada lapangan SA dengan PSC <i>Cost Recovery</i>	29
4.5.2	Analisa keekonomian Lapangan SA dengan PSC <i>Gross Split</i>	33
4.6	ANALISA SENSITIVITAS	39
4.6.1	Analisa Sensitivitas Pada PSC <i>Cost Recovery</i>	39
4.6.2	Analisis Sensitivitas Pada PSC <i>Gross Split</i>	40
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN		42

4.1	KESIMPULAN.....	42
4.2	SARAN.....	42
	DAFTAR PUSTAKA.....	44
	LAMPIRAN	47



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Jenis Kontrak Migas	5
Gambar 2.2 Sistem Kontrak PSC <i>Gross Split</i>	12
Gambar 3.1 Diagram Alur Penelitian	23
Gambar 3.2 Peta Lokasi	23
Gambar 4.1 Grafik <i>Gas Volume</i>	27
Gambar 4.2 Hasil Perhitungan Menggunakan PSC <i>Cost Recovery</i>	31
Gambar 4.3 <i>Cumulative Cash flow</i> PSC <i>Cost Recovery</i>	32
Gambar 4.4 Hasil Perhitungan Menggunakan PSC <i>Gross Split</i>	37
Gambar 4.5 <i>Cumulative Cash flow</i> PSC <i>Gross Split</i>	38
Gambar 4.6 Sensitivitas NPV pada Skema PSC <i>Cost Recovery</i>	39
Gambar 4.7 Sensitivitas IRR pada Skema PSC <i>Cost Recovery</i>	40
Gambar 4.8 Sensitivitas NPV pada Skema PSC <i>Gross Split</i>	40
Gambar 4.9 Sensitivitas IRR pada Skema PSC <i>Gross Split</i>	41

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Sistem Fiskal Migas Indonesia.....	8
Tabel 2.2 Ketentuan <i>Base Split</i>	13
Tabel 2.3 Ketentuan <i>Variabel Split</i>	14
Tabel 4.1 Hasil Produksi Lapangan GAS SA	27
Tabel 4.2 Total <i>Operating Cost</i>	28
Tabel 4.3 <i>Fiscal Terms</i> Skema Kontrak <i>PSC Cost Recovery</i>	30
Tabel 4.4 Hasil Keekonomian <i>PSC Cost Recovery</i>	30
Tabel 4.5 <i>Base Split</i>	33
Tabel 4.6 <i>Variable Split</i>	34
Tabel 4.7 Hasil Keekonomian Menggunakan Skema <i>Gross Split</i>	35
Tabel 4.8 Perbandingan Keekonomian Skema <i>PSC Cost Recovery</i> dan <i>Gross</i>	38

DAFTAR LAMPIRAN

- LAMPIRAN I** *Table Analisis Sensitivitas PSC Cost Recovery*
LAMPIRAN II *Table Income Statement Cost Recovery*
LAMPIRAN III *Table Analisis Sensitivitas Gross Split*
LAMPIRAN IV *Table Income Statement Gross Split*



DAFTAR SINGKATAN

API	<i>American Petroleum Institute</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CF	<i>Cash Flow</i>
DMO	<i>Domestic Market Obligation</i>
ETS	<i>Equity to be Split</i>
FTP	<i>First Tranche Petroleum</i>
GOI	<i>Government of Indonesia</i>
IRR	<i>Internal Rate of Return</i>
IC	<i>Investment Credit</i>
ICP	<i>Indonesian Crude Price</i>
MARR	<i>Minimum Attractive Investment Ratio</i>
NCC	<i>Non-Capital Cost</i>
NPV	<i>Net Present Value</i>
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
POD	<i>Plan of Development</i>
POT	<i>Pay Out Time</i>
PSC	<i>Production Sharing Contract</i>
TI	<i>Taxable Income</i>
UC	<i>Unrecovered Cost</i>

DAFTAR SIMBOL

i	Tingkat suku bunga
n	Jumlah tahun
t	Time
Rt	<i>Net cashflow</i>



**ANALISIS PERBANDINGAN KEUNTUNGAN PENGEMBANGAN
LAPANGAN GAS SA BERDASARKAN SKEMA KONTRAK PSC *COST
RECOVERY* DAN PSC *GROSS SPLIT***

**SAIFUL ACHMAD
NPM 193210836**

ABSTRAK

“Analisis Perbandingan Keuntungan Pengembangan Lapangan Gas SA Berdasarkan Skema Kontrak PSC *Cost Recovery* dan *Gross Split*” ini bertujuan untuk menganalisa sistem kontrak bagi hasil migas yang ada di Indonesia saat ini yaitu *Production Sharing Contract (PSC) Cost Recovery* dan *Gross Split* serta membandingkan hasil perhitungan keekonomian dari kedua sistem kontrak tersebut. Terdapat beberapa perbedaan dalam sistem kontrak yang ada dalam *PSC Cost Recovery* dan *Gross Split* terutama dalam skema *Gross Split* yang dimana komponen *Cost Recovery* dihilangkan. Peraturan baru tersebut dimunculkan melalui Permen ESDM No.08 Tahun 2017 dan direvisi dengan Permen No.52 Tahun 2017. Pada penelitian lapangan SA bertujuan untuk membandingkan keekonomian antara kedua skema PSC tersebut. Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan menggunakan PSC *Cost Recovery* didapatkan nilai NPV 10% sebesar 4.758 MMUSD, IRR sebesar 27,4%, POT pada tahun ke 6,78 *Contractor Take* sebesar 28.537,03 MMUSD, dan *Government Take* sebesar 42.805,54 MMUSD. Hasil keekonomian pada PSC *Cost Recovery* tersebut lebih baik dibandingkan dengan hasil pada PSC *Gross Split* dengan hasil NPV 10% sebesar 4.348 MMUSD, IRR sebesar 24,6%, POT pada tahun ke 8,42 *Contractor Take* sebesar 19.013,45 MMUSD, dan *Government Take* sebesar 51.929,25 MMUSD. Dari kedua skema PSC tersebut, parameter yang paling berpengaruh terhadap NPV dan IRR nya adalah produksi gas.

Kata Kunci: Keekonomian Migas, Kontrak Migas, *Production Sharing Contract (PSC)*, *Cost Recovery*, *Gross Split*

**COMPARATIVE ANALYSIS OF BENEFITS OF SA GAS FIELD
DEVELOPMENT BASED ON PSC COST RECOVERY AND PSC GROSS
SPLIT SCHEME**

**SAIFUL ACHMAD
NPM 193210836**

ABSTRACT

"Comparative Analysis of Benefits of SA Gas Field Development Based On PSC Cost recovery and PSC Gross Split Scheme " aims to analyze the current oil and gas Production Sharing Contract (PSC) system in Indonesia, PSC Cost Recovery and Gross Split, and compare the economic calculation results of the two contract systems. There are several differences in the contract system that is in the PSC Cost Recovery and Gross Split, especially in the Gross Split scheme the Cost Recovery component is removed. The new regulation was raised through ESDM Regulation No. 08 of 2017 and revised with Permen No.52 Year 2017. Research in field A tries to compare the economics between the two PSC Scheme. Based on research conducted using Gross Split PSC, the value of NPV 10% is 4.578 MMUSD, IRR 27,4%, POT in year 6.78 Contractor Take of 28.537,03 MMUSD, and Government Take of 42.805,54 MMUSD The economic results on the Gross Split PSC are better than the results on the Cost Recovery PSC that has a value of NPV 10% is 4.348 MMUSD, IRR 24,6%, POT in the 8,42 year, Contractor take of 19.013,45 MMUSD, and the Government Take 51.929,25 MMUSD. From both PSC scheme, the parameter which most affects the change in NPV or IRR is the production of gas.

Keywords: *Oil and Gas Economic, Oil and Gas Production Sharing Contract, PSC Cost Recovery, PSC Gross split.*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Secara geografis, negara-negara yang kaya akan sumber daya alam migas mulai beralih eksplorasi dan pengembangan dari Wilayah Daratan (*Onshore*) ke Wilayah Laut Dalam (*Offshore*) yang sumber daya Migas nya lebih berkualitas..(Husna, 2018)

Gas alam sebagai salah satu sumber daya alam migas mengalami peningkatan penggunaan yang sangat signifikan beberapa tahun belakangan ini. Ada banyak penyedia gas yang telah berdiri beberapa puluh tahun di Indonesia dengan beragam produk seperti Gas Alam (*Natural Gas*), LNG (*Liquefied Natural Gas*), CNG (*Compressed Natural Gas*), dan LPG (*Liquefied Petroleum Gas*). (Saragih & Suwardi, 2015)

Indonesia merupakan salah satu negara yang memiliki cadangan gas bumi (migas). Hal tersebut menjadikan Indonesia sebagai tujuan investor untuk berinvestasi di sektor migas. Bisnis hulu migas merupakan salah satu pilar ekonomi yang menopang negara baik secara keekonomian maupun sumber daya. Bisnis ini memiliki hal yang unik dan membedakan dengan bisnis lainnya dimana *income* akan diterima setelah bertahun-tahun realisasi *outcome*, risiko dan ketidakpastian yang tinggi serta memerlukan teknologi canggih termutakhir, investasi yang sangat besar namun menjanjikan keuntungan yang sangat besar. Kontrak yang ideal adalah yang dapat menyiasati hal unik dalam bisnis ini menjadi pundi keuntungan negara. (Jumiati et al., 2018)

Kontrak kerja sama yang telah ada di Indonesia adalah kontrak kerjasama *Cost Recovery*. Kontrak tersebut menerapkan prinsip pengembalian biaya (*Cost Recovery*). Namun kontrak kerjasama tersebut menjadi sering diperdebatkan karena pengembalian biaya tersebut (*Cost Recovery*) dicurigai sebagai pangkal persoalan, bahkan dituduh menjadi sarana penyalahgunaan dana operasi migas sehingga pilihan yang diambil oleh pemerintah adalah mengubah kontrak kerjasama *cost recovery* menjadi kontrak kerjasama *Gross Split*. (William et al., 2017)

Analisa ini memberikan kontribusi kepada para pengambil keputusan untuk memprediksi dengan lebih baik tanggapan dari sisi permintaan dan penawaran pasar, Pedoman yang disarankan dari penelitian ini juga bertujuan untuk mendukung studi masa depan di bidang kebijakan energi, (Nejati & Bahmani, 2020)

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Tujuan dari penelitian pada lapangan Gas SA ini adalah untuk perhitungan keekonomian yang tepat dan akurat sangat diperlukan untuk memudahkan kinerja instansi migas dalam mengetahui prospek keekonomian dari suatu kegiatan operasi perminyakan.

1. Untuk mengetahui perbandingan hasil keekonomian antara *PSC Cost Recovery* dengan *PSC Gross Split*.
2. Untuk mengetahui parameter apa yang paling berpengaruh terhadap indikator-indikator keekonomian suatu proyek lapangan Gas SA.
3. Untuk mengetahui kontrak kerjasama manakah yang lebih efisien untuk diterapkan pada suatu proyek lapangan Gas SA.

1.3 MANFAAT PENELITIAN

Agar penelitian ini bermanfaat untuk penulis ataupun bagi pembaca di kemudian hari maka dari itu terdapat analisis penting yang akan penulis fokuskan yaitu untuk menjelaskan skema kontrak migas manakah yang layak untuk prospek bisnis migas.

1.4 BATASAN MASALAH

Pada penelitian tugas akhir ini, agar mendapatkan hasil yang baik maka tujuan dilakukan penelitian ini dibatasi agar tidak menyimpang terdapat sumur akan dibuat perhitungannya. Salah satu parameter paling penting dalam perhitungan kelayakan dari suatu kontrak migas berupa *Pay Out Time (POT)*, *Profit to Investment Ratio (PIR)*, *Rate of Return (ROR)*, dan *Net Present Value (NPV)* yang akan diperoleh pada saat kegiatan operasi pengembangan lapangan.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Allah swt. telah menciptakan manusia dengan berbagai kelengkapan sumber daya alam yang dibutuhkan manusia. Selain sumber daya alam yang dapat diperbarui, Sang Pencipta juga mencukupi kebutuhan manusia dengan sumber daya alam yang tidak dapat diperbarui. Sumber daya alam yang tidak dapat diperbarui misalnya barang tambang dan mineral, termasuk minyak bumi dan gas. Dan untuk pemanfaatannya harus bijaksana dan memperhatikan daya dukung lingkungan.

Mengenai konsep pengelolaan sumber daya alam khususnya migas, Islam sebagai agama "wahyu" telah mengaturnya dalam konsep kepemilikan dan pengelolaan sumber daya alam. Terkait dengan kepemilikan umum ini, Rasulullah saw. bersabda: "Kaum muslimin berserikat dalam tiga hal: padang, air, dan api" (HR. Abu Dawud dan Ibnu Majah). Manusia itu berserikat (punya andil) dalam tiga perkara, yaitu: air, padang rumput, dan api (BBM, gas, listrik, dsb). (HR Ahmad dan Abu Dawud).²³ Dalam hadis di atas, selain menyebut air, padang rumput, Rasulullah saw. juga menyebut kata "api", yang dimaksudkan adalah energi, seperti: listrik, BBM, gas, batubara, nuklir dan sebagainya. (Rahmawati, 2014)

Berdasarkan data yang ada diperkirakan di Indonesia masih sangat memiliki potensi migas yang besar. (Tryono, 2016)

Indonesia saat ini masih memiliki potensi yang cukup bagus di bidang migas. terutama di wilayah timur Indonesia. Lalu, terdapat cadangan gas yang belum dikembangkan karena faktor keekonomian., dan terakhir adalah tingginya permintaan konsumsi gas domestik. Kegiatan investasi hulu migas, merupakan jenis investasi yang unik dan untuk dapat meningkatkan ketahanan energi dan penerimaan negara dari migas, maka operasi hulu migas sangat perlu untuk ditingkatkan. Dan untuk meningkatkan operasi hulu migas di Indonesia. Pemerintah dalam hal ini membuat suatu kebijakan dengan sistem kontrak kerja sama yang dapat menarik dalam kegiatan industri hulu migas.(Iskandar et al., 2016)

2.1 SISTEM KONTRAK BAGI HASIL DI INDONESIA

Dalam Pengelolaan kegiatan usaha hulu migas menggunakan sistem kontrak, sedangkan pengelolaan kegiatan usaha hilir migas dilaksanakan dengan izin usaha. Penggunaan sistem kontrak dalam kegiatan usaha hulu menimbulkan kekhasan tersendiri dengan banyaknya risiko dan keterbatasan yang dimiliki serta pihak pemerintah yang menjadi salah satu kontraknya hingga berada pada ranah hukum privat dan publik. (Rahayu, 2017)

Saat ini sistem kontrak yang diterapkan di Indonesia adalah model Kontrak Bagi Hasil (*Production Sharing Contract*) yang mana berarti produksi dibagi berdasarkan prosentase tertentu yang disepakati. Selain itu pengendalian melalui Kontrak Kerja Sama” menunjukkan adanya penggunaan sistem kontrak yang multitafsir dalam pengendalian pengelolaan migas. (Volta & Kafabih, 2015)

Kontrak Bagi Hasil tersebut dibangun berdasarkan prinsip-prinsip yang merupakan implementasi dari filosofis pengusaha migas dimaksud. Adapun prinsip-prinsip Kontrak Bagi Hasil tersebut adalah sebagai berikut:

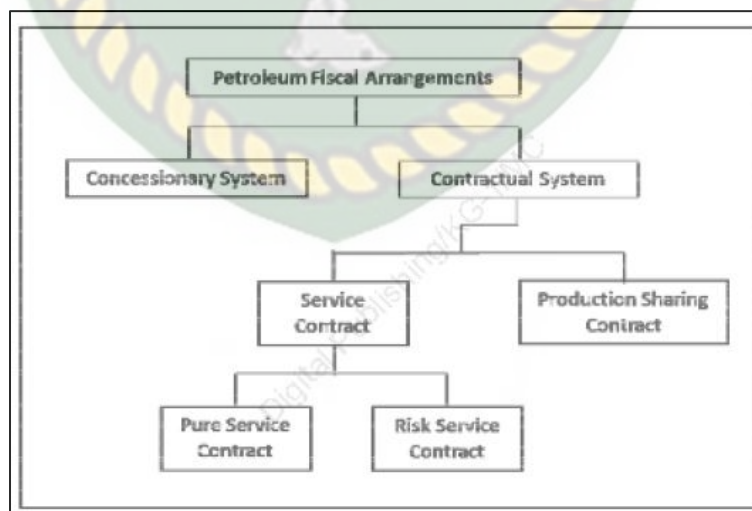
- a) Sistem pembagian berdasarkan hasil produksi;
- b) Kewenangan manajemen ada pada Pertamina;
- c) Semua peralatan, sarana dan fasilitas yang dibeli dan dibangun untuk operasi menjadi milik Pertamina;
- d) Pembagian produk sampingan berbeda dengan pembagian produksi utama;
- e) Pertamina memegang kewenangan menentukan pengembalian biaya operasi;
- f) Kontraktor menanggung resiko kerugian biaya operasi;
- g) Kepemilikan atas mineral tetap di tangan Negara hingga titik penyerahan. (Fajri, 2020)

Dan terdapat juga tentang hukum (*Production Sharing Contract*) yaitu pada UU No. 8 tahun 1971 pada pasal 12. Hingga saat ini, Indonesia menggunakan sistem bagi hasil atau PSC dalam menjalankan kegiatan usaha hulu migas di tanah air. (*Undang Undang No. 8 Tahun 1971*, 1971)

Sistem kontrak migas adalah alat untuk menguji serta mengevaluasi kelayakan suatu rencana pengembangan industri migas. Paling tidak ada empat

faktor yang membuat industri hulu migas berbeda dengan industri lainnya, antara lain : pertama lamanya waktu saat mulai dikeluarkannya modal atau *expenditure* dengan pendapatan atau *revenue*, kedua adalah keputusan yang dibuat berdasarkan resiko dan tingkat ketidakpastian yang cukup tinggi serta perlunya teknologi yang canggih, ketiga adalah modal yang diperlukan dalam industri ini relatif tinggi, keempat adalah dibalik semua resiko dan biaya yang besar tersebut, industri migas dapat menjanjikan keuntungan yang sangat besar dan hal tersebut sangat sebanding. (Ayu et al., 2020)

Syarat-syarat Kontrak Kerjasama Bagi Hasil yang mengartikan *production sharing* adalah bentuk kerjasama dengan sistem bagi hasil antara perusahaan negara dengan perusahaan asing yang sifatnya kontrak. Apabila kontrak telah habis maka mesin-mesin yang dibawah pihak asing tetap tinggal di Indonesia. Kerjasama ini merupakan suatu bentuk kerjasama kredit luar negeri (*commercial loans*) dimana pembayaran dilakukan dengan cara bagi hasil terhadap produksi yang dihasilkan perusahaan. Pada dasarnya pengaturan sistem kontrak migas dapat dibagi menjadi dua yaitu dengan sistem konsesi dan sistem kontrak. Pada sistem kontrak dapat dibagi menjadi dua jenis, yaitu *Service Contract* dan *Production Sharing Contract (PSC)*. Pada sistem *Service Contract* sendiri dapat dibagi lagi menjadi dua jenis, yaitu *Pure Service Contract* dan *Risk Service Contract*. Skema tersebut dapat di ilustrasikan. (Putuhena, 2015)



Gambar 2.1 Jenis Kontrak Migas

2.2 SISTEM KONTRAK KONSESI

Skema kontrak konsesi adalah sistem kontrak yang paling tua dan masih banyak digunakan hingga saat ini. Selama periode tertentu, perusahaan migas diberikan hak eksklusif oleh pemerintah dalam melakukan eksplorasi dan eksploitasi pada suatu lapangan. Ciri khas dari sistem konsesi adalah seluruh hasil produksi migas dalam wilayah konsesi tersebut sepenuhnya milik perusahaan migas, sementara negara menerima keuntungan atau royalti yang jumlahnya merupakan persentase dari pendapatan kotor perusahaan tersebut. Selain royalti, negara juga menerima keuntungan dalam bentuk pajak. Meskipun segala cadangan yang ada di bawah tanah adalah milik negara, titik perpindahan tangan dari milik negara menjadi milik perusahaan migas terjadi pada kepala sumur (*wellhead*), sejak saat itulah seluruh hasil migas menjadi milik perusahaan sepenuhnya. Sistem konsesi tradisional seperti ini memiliki kelemahan yaitu terbatasnya keterlibatan negara selaku tuan rumah, sehingga berdampak pada pengawasan yang sangat minim, serta dalam sistem konsesi tradisional ditandai oleh jangka waktu yang lama serta area pengelolaan yang sangat luas, bahkan dapat mencakup hingga satu provinsi. (Dan & Sosial, 2019)

2.3 SISTEM KONTRAK KARYA

Pengertian kontrak karya yang dikemukakan oleh Sri Woelan Aziz adalah: “Suatu kerjasama dimana pihak asing membentuk badan hukum Indonesia dan badan hukum Indonesia ini bekerjasama dengan badan hukum Indonesia yang menggunakan modal nasional”.²⁷ Azas kesepakatan terhadap kontrak meliputi keseluruhan term dan keadaan yang tercantum di dalam kontrak termasuk para pihak yang terkait di dalam kontrak. Perubahan terhadap term dan keadaan kontrak karya hanya dimungkinkan apabila didasarkan atas kesepakatan kedua belah pihak yang kemudian dituangkan secara resmi dalam bentuk amandemen kontrak. (Kementerian Keuangan, 2010)

2.4 SISTEM KONTRAK PSC

Dalam dunia industri migas, Indonesia tercatat sebagai salah satu negara yang menjadi pelopor penggunaan sistem ini. Tercatat bahwa Indonesia pertama

kali menggunakan sistem PSC pada tahun 1966. Sistem PSC ada dikarenakan negara dituntut supaya tidak bersifat pasif namun agar peran negara lebih besar terhadap pengawasan kegiatan operasional migas. Prinsip bagi hasil merupakan prinsip-prinsip yang mengatur pembagian hasil yang diperoleh dari eksploitasi dan eksplorasi minyak dan gas bumi antara badan pelaksana dengan badan usaha tetap. Pembagian hasil ini dirundingkan antara kedua belah pihak dan biasanya dituangkan dalam *Production Sharing Contract* (Kontrak Bagi Hasil). (William et al., 2017)

Pembatasan *cost recovery* itu diwujudkan dalam bentuk *First Tranche Petroleum* (FTP) sebesar 20 persen dari total produksi migas sebagai jaminan Pemerintah mendapatkan hasil produksi migas sebelum dilakukan bagi hasil. Pembatasan *cost recovery* dapat memberikan dua implikasi pada industri migas tanah air. Pembatasan *cost recovery* secara tepat akan menjadi lebih efektif dan efisien dari hal penerimaan negara. *Kedua*, pembatasan *cost recovery* dapat menjadi faktor penghalang berkembangnya investasi pada sektor migas sehingga cenderung stagnan. (Audrey & Kn, 2010)

2.4.1 PSC Generasi Pertama (1966 – 1975)

Prinsip-prinsip PSC Generasi Pertama adalah:

- Perusahaan migas berstatus sebagai kontraktor Pertamina
- Pertamina membawahi semua aktivitas manajemen kontraktor.
- Maksimal pendapatan per tahun untuk *Cost Recovery* dibatasi sebesar 40%.

Persyaratan dan ketentuan PSC generasi pertama ini cukup sederhana, pemerintah selalu di jamin memperoleh sedikitnya 39% dari produksi bruto setiap tahun. Ketika terjadi krisis minyak pada tahun 1973-1974 akibat dari perang Timur Tengah yang memicu harga minyak melonjak, Pemerintah menetapkan untuk melaksanakan pembicaraan kembali dengan pihak Kontraktor, akhirnya kemudian terbentuk PSC Generasi Kedua. (Fisika et al., 2016)

2.4.2 PSC Generasi Kedua (1976 - 1988)

Lahirnya PSC Generasi Kedua disebabkan oleh adanya krisis minyak dan belum adanya aspek perpajakan. Pemerintah mendapatkan bagian 65% dihitung

pajak yang dibayarkan oleh kontraktor. Pada periode tersebut otorisasi pajak Amerika Serikat (IRS/ Internal Revenue Service) menyangkal untuk melegalkan pajak yang dibayar oleh Kontraktor melalui Pertamina sebagai pengurang pajak (*tax deductible*), sehingga membuat pihak kontraktor migas dari Amerika Serikat terancam untuk melakukan pembayaran denda pajak ganda. (Putuhena, 2015)

2.4.3 PSC Generasi Ketiga (1988 – Sekarang)

Tidak adanya jaminan mengenai pendapatan untuk pemerintah yang menyebabkan *cost recovery ceiling* tidak ada pada PSC generasi kedua menjadi landasan terciptanya PSC Generasi Ketiga. Di saat yang sama harga minyak cenderung mengalami penurunan. jumlah yang sangat banyak diperlukan untuk mengganti biaya (*Cost Recovery*). Hal tersebut bisa terjadi akibat biaya yang dikeluarkan harus digantikan dengan jumlah volume yang ditetapkan, namun harga minyak turun yang mengakibatkan sejumlah volume minyak yang lebih besar dari ekspektasi awal yang ditetapkan harus menggantikan biaya operasi. Artinya semakin besar biaya operasi dengan harga minyak yang rendah menyebabkan penggantian volume minyak sangat besar. Pada situasi yang buruk tersebut menyebabkan volume dari hasil produksi digunakan untuk mengganti biaya produksi. (Nursalam, 2016 & Fallis, 2013)

Tabel 2.1 Sistem Fiskal Migas Indonesia

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

Beberapa hal yang perlu diketahui dalam skema PSC *Cost Recovery* yaitu:

1) *Cashflow*

Arus kas kontrak yang didapatkan dari cash in dikurangi cash out. *Cash in* kontraktor berasal dari FTP, *cost recovery*, DMO *fee*, dan *investment credit*. Kemudian *Cash out* kontraktor akibat adanya pengurangan seperti *taxable income*, CAPEX, OPEX dan DMO.

2) *First Tranche Petroleum (FTP)*

Dalam skema PSC *Cost Recovery* dikenal sebutan FTP yang menjamin Pemerintah untuk tetap mendapatkan hasil produksi dari berapapun *Cost Recovery* yang dikeluarkan. FTP sendiri memiliki bagian sebesar 20% dari *Gross Revenue* yang akan menjadi hak bagi pemerintah dan kontraktor sebelum masuk ke tahap pengurangan *Cost Recovery*.

$$\text{FTP} = \text{Gross revenue} \times 20\% \quad (2.1)$$

3) *Tax*

Pada skema PSC *Cost Recovery* pemerintah menetapkan tarif Pajak Penghasilan Badan (PPH Badan) sebesar 35% dan tarif Pajak atas Bunga, Dividen, dan Royalti (Pbdr) sebesar 20%. Pajak adalah pendapatan pemerintah (*government take*) yang merupakan suatu biaya yang harus dikeluarkan oleh perusahaan minyak sebagai wajib pajak. Besarnya *Tax* tersebut yakni 44% ataupun 48% tergantung dengan kesepakatan dalam kontrak. Rumus *Tax* sebagai berikut:

$$\text{Tax} = \% \text{ Tax Government} * \text{Taxable Income} \quad (2.2)$$

4) *Split*

Melalui skema PSC tersebut *split* antara pemerintah dengan kontraktor pada umumnya adalah 85% : 15% untuk minyak bumi, dan 70% : 30% untuk gas bumi. *Split* tersebut merupakan *split after tax* yang sering mengalami modifikasi sesuai perkembangan. *Split* antara pemerintah dengan kontraktor pada PSC *cost recovery* dilakukan setelah pendapatan kotor dikurangi FTP dan biaya pemulihan.

5) *Cost recovery*

Dalam konsep PSC *cost recovery*, semua biaya yang telah dikeluarkan oleh kontraktor dalam kegiatan eksplorasi dan produksi akan diganti oleh pemerintah. Biaya pemulihan atau *cost recovery* merupakan biaya operasi yang akan dikembalikan kepada kontraktor dari hasil produksi migas jika lapangan migas berproduksi secara komersial. Namun jika lapangan migas tidak komersial, maka biaya operasi tidak dikembalikan dan menjadi resiko kontraktor. (Hukum & Utara, 2009)

6) Struktur Biaya

Biaya operasi yang dapat diganti oleh pemerintah mencakup biaya *non-capital* tahun berjalan, depresiasi *capital* tahun berjalan, dan biaya operasi tahun sebelumnya yang belum memperoleh pengembalian atau *unrecovered*. Berikut ini adalah penjabaran biaya operasi yang dapat digantikan oleh pemerintah atau *cost recovery*.

7) *Non-capital*

Biaya *non capital* terdiri dari *operating expenditures* (OPEX) dan *intangible cost*. OPEX adalah pengeluaran operasional yang rutin dikeluarkan untuk kegiatan sehari-hari yang menunjang kegiatan proyek seperti kegiatan operasi, *office, service, dan general administration*, sedangkan *intangible cost* adalah biaya pengeluaran modal yang tak berwujud seperti *seismic & survey, G&G (geological dan geophysical) studies*, dan biaya pemboran atau *workover*. Biaya-biaya tersebut termasuk dalam *direct cost recovery* dimana pengeluaran-pengeluaran ini menjadi beban di tahun terjadinya. (Maiti & Bidinger, 1981)

8) *Capital*

Biaya *capital* adalah investasi yang berbentuk fisik yang didepresiasi karena pengurangan nilainya dan biasanya terjadi pada tahap awal pengembangan proyek. Komponen yang mengalami depresiasi tersebut adalah *tangible cost* atau biaya pengeluaran modal berwujud seperti fasilitas produksi, konstruksi utilitas penunjang, dan barang gerak produksi. Mekanisme *cost recovery*nya dilakukan melalui metode depresiasi dengan durasi yang ditentukan dalam setiap PSC.

9) *Unrecovered Cost*

Biaya operasi yang belum diperoleh pengembaliannya pada tahun-tahun sebelumnya termasuk dalam *unrecovered cost* untuk diganti atau mendapat pengembaliannya pada tahun berikutnya.

10) Depresiasi

Depresiasi adalah proses pemotongan dalam mengalokasikan biaya aset berwujud (*tangible cost*) secara sistematis dalam beberapa periode tertentu. Periode dan jumlah depresiasi ditentukan pada awal kontrak suatu proyek. Terdapat beberapa metode dalam perhitungan depresiasi, diantaranya: (Maiti & Bidinger, 1981)

a. Depresiasi *Straight Line*

Metode depresiasi garis lurus memiliki karakteristik dimana besar depresiasi adalah konstan selama waktu yang ditetapkan. Nilai aset berkurang tiap tahunnya secara linier dengan jumlah depresiasi tiap tahunnya.

b. Depresiasi *Decline Balance*

Metode *Decline Balance* memiliki karakteristik dimana besar depresiasi adalah konstan selama waktu yang ditetapkan. Nilai aset berkurang tiap tahun secara linier dengan jumlah depresiasi tiap tahunnya.

c. Depresiasi *Double Declining Balance*

Metode depresiasi memiliki karakteristik hampir sama dengan depresiasi DB yaitu menyusut lebih cepat pada tahun-tahun awal. Namun demikian, persentase pada metode ini nilainya dua kali persentase penyusutan metode depresiasi *decline balance*.

11) *Investment Credit*

Dalam Kontrak Kerjasama *Cost Recovery*, terdapat suatu jenis insentif dengan nama *Investment Credit* (IC),

12) *Domestic Market Obligation* (DMO)

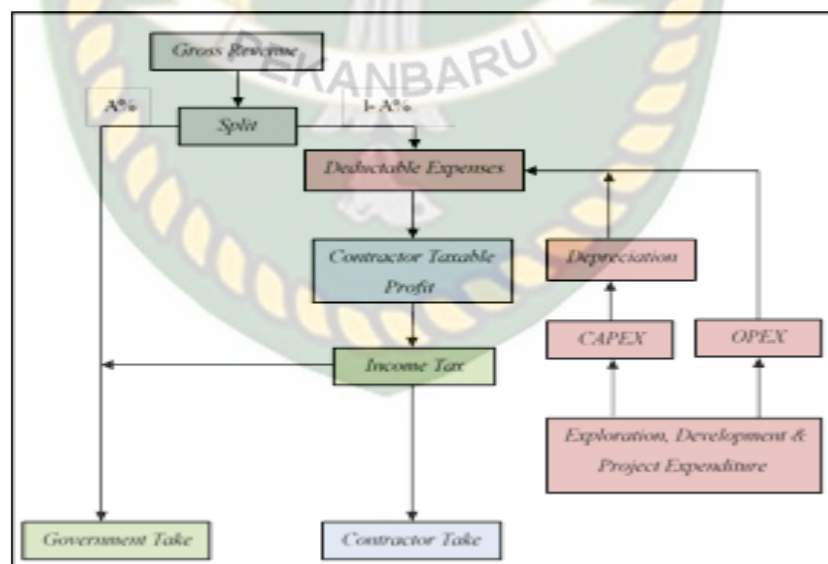
DMO adalah suatu bentuk kewajiban yang dibebankan kepada kontraktor untuk menjual minyaknya ke pasar domestik pada tingkat tertentu. Selama 5 tahun pertama atau selama 60 bulan, kontraktor dibebaskan dari kewajiban DMO,

disebut dengan *DMO holiday*. Setelah 5 tahun, kontraktor diwajibkan menyerahkan bagian minyaknya sebagai DMO. (Guide, 2018)

2.5 SISTEM KONTRAK PSC *GROSS SPLIT*

PSC *Cost Recovery* yang selama ini menjadi patokan bagi kontraktor ketika berbisnis di Indonesia harus ditinjau ulang oleh pemerintah. Keberadaan *Cost Recovery* pada kontrak migas sering menimbulkan perdebatan. Dalam menentukan besaran *Cost recovery*, sangat rentan terjadi saling curiga antara kontraktor dan pemerintah yang diwakili oleh satuan Kerja Khusus Pelaksana kegiatan Usaha Hulu Migas (SKK Migas). Pemerintah mulai memperkenalkan PSC *gross split* pada awal tahun 2017 dengan menetapkan Peraturan Menteri No. 8 Tahun 2017 yang kemudian direvisi menjadi Peraturan Menteri No.52 tahun 2017

Yang menjadi pembeda yang signifikan pada kontrak bagi hasil *gross split* ini dibandingkan dengan kontrak bagi hasil sebelumnya adalah pembagian produksi yang dilakukan secara *gross*. Pada skema PSC *Cost recovery*, pembagian produksi dilakukan secara *net* setelah dikurangi dengan biaya operasi. Tak hanya itu, biaya operasi yang telah dikeluarkan oleh Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) juga akan digantikan oleh pemerintah nantinya.



Gambar 2.2 Sistem Kontrak PSC *Gross Split*

DMO *fee* pada skema PSC *gross split* adalah sebesar 100% sehingga imbalan DMO yang dibayarkan oleh pemerintah kepada kontraktor atas

penyerahan minyak bumi dan / atau gas bumi sebesar 25% dari hasil produksi untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri dibayarkan secara penuh oleh pemerintah (100%).

PSC *gross split* memiliki beberapa split dalam perhitungan sebagaimana di atur berdasarkan Peraturan Menteri No.52 tahun 2017. Pada skema bagi hasil *gross split*, terdapat tiga komponen dalam perhitungan split yaitu *base split*, *variable split*, dan *progressive split*. Penjumlahan dari ketiga komponen tersebut menghasilkan besaran *split* untuk kontraktor dan pemerintah menyesuaikan.(Ariyon & Dewi, 2018)

1. *Gross Revenue* Pendapatan kotor yang diperoleh pada PSC *Gross Split* tak beda dengan PSC *Cost Recovery*, yaitu perkalian antara harga dan *lifting* hidrokarbon.
2. *Split* Pada skema PSC *Gross Split* terdapat tiga komponen *split* yang menentukan perolehan *split* bagi pemerintah maupun kontraktor. Penjumlahan dari tiga split tersebut menjadi total *split* yang diperoleh oleh kontraktor, dan untuk bagian pemerintah menyesuaikan.

a) *Base split*

Pemerintah menetapkan besaran bagi hasil awal (*base split*) dengan rincian untuk minyak bumi 57% bagian negara dan 43% bagian untuk kontraktor, untuk gas 52% bagian untuk negara dan 48 % bagian untuk kontraktor.

Tabel 2.2 Ketentuan *Base Split*

	<i>Government</i>	<i>Contractor</i>
<i>Oil</i>	57%	43%
<i>Gas</i>	52%	48%

b) *Variable Split*

Komponen variable meliputi status wilayah kerja, lokasi kerja, kedalaman reservoir, ketersediaan infrastruktur, jenis reservoir, kandungan CO₂, kandungan H₂S, API minyak bumi, Tingkat komponen dalam negeri, dan tahapan produksi. Pembagian persentase *variable split* dapat dilihat pada Peraturan Menteri No. 52 tahun 2017.

Tabel 2.3 Ketentuan Variabel Split

No	Type of Incentive	Add Contr. Split	Information	
1	Status Lapangan	POD I	5%	POD yang pertama kali dikembangkan di dalam 1 wilayah kerja yang merubah status wilayah kerja eksplorasi menjadi wilayah kerja produksi
		POD II	3%	POD selanjutnya yang dikembangkan di dalam 1 wilayah kerja
		No POD	0%	Melanjutkan produksi di dalam 1 wilayah kerja terminasi tanpa melalui mekanisme POD
2	Lokasi Lapangan	Onshore	0%	Tempat dimana sumur minyak atau gas bumi terletak di daratan.
		Offshore (0<h≤20)	8%	
		Offshore (20<h≤50)	10%	
		Offshore (50<h≤150)	12%	
		Offshore (150<h≤1000)	14%	
		Offshore (h>1000)	16%	
3	Kedalaman Reservoir (m)	≤2500	0%	Kedalaman vertikal sumur minyak dan gas bumi tempat ditemukannya hidrokarbon
		>2500	1%	
4	Ketersediaan infrastruktur pendukung	Well Developed	0%	Tersedianya infrastruktur penunjang minyak dan gas bumi pada lokasi wilayah kerja (misalnya: jalan, pelabuhan dan lain lain).
		New Frontier Offshore	2%	Suatu wilayah kerja yang berlokasi di <i>offshore</i> dan sama sekali belum tersedia infrastuktur penunjang minyak dan gas bumi.
		New Frontier Onshore	4%	Suatu wilayah kerja yang berlokasi di onshore dan sama

				sekali belum tersedia infrastruktur penunjang minyak dan gas bumi.
5	Jenis Reservoir	Konvensional	0%	Suatu reservoir minyak dan gas bumi yang berada dalam batuan selain coal dan shale, biasa terdapat dalam batuan pasie dan karbonat
		Non Konvensional	16%	Suatu reservoir minyak dan gas bumi yang berada dalam lapisan batuan coal/batubara dan lapisan batuan <i>shale</i>
6	Kandungan CO ₂ (%)	<5	0%	
		5≤x<10	0,5%	Karbondioksida yang ikut terproduksi dan harus dipisahkan dari gas bumi untuk dibuang/dibakar dan/atau diinjeksikan kembali ke reservoir
		10≤x<20	1%	
		20≤x<40	1,5%	
		40≤x<60	2%	
x≥60	4%			
7	Kandungan H ₂ S (ppm)	<100	0%	
		100≤x<1000	1%	Hydrogen sulfide yang ikut terproduksi dan harus dipisahkan dari hidrokarbon karena sangat beracun dan korosif
		1000≤x<2000	2%	
		2000≤x<3000	3%	
		3000≤x<4000	4%	
x≥4000	5%			
8	Berat jenis minyak bumi	<25	1%	Kualitas minyak diukur berdasarkan standard derajat API (<i>American Petroleum Institute</i>)
		≥25	0%	

				<p>Tingkat komponen dalam negeri wajib dipenuhi oleh kontraktor sekurang-kurangnya sebagaimana diatur dalam peraturan menteri yang mengatur tingkat komponen dalam negeri pada kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi. Barang-barang yang terkait langsung dengan kegiatan eksplorasi dan produksi yang sudah dapat diproduksi dan tersedia di dalam negeri sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan mengenai penggunaan produk dalam negeri pada kegiatan usaha hulu migas bumi.</p> <p>Untuk lapangan yang sudah berproduksi (<i>existing</i>), koreksi <i>split</i> bagian kontraktor dari tingkat komponen dalam negeri adalah sesuai dengan kondisi parameter tingkat komponen dalam negeri pada saat penandatanganan kontrak. Selanjutnya koreksi <i>split</i> bagian kontraktor dari tingkat komponen dalam negeri disesuaikan dengan kondisi <i>actual</i> parameter tingkat komponen dalam negeri dalam hal pengembangan lanjutan.</p> <p>Untuk lapangan baru yang akan diproduksi, perhitungan koreksi <i>split</i> bagian kontraktor dari tingkat komponen dalam negeri dilakukan berdasarkan kondisi parameter tingkat komponen dalam negeri pada saat persetujuan atas rencana pengembangan lapangan (POD).</p>
9	Tingkat Komponen dalam negeri (%)	$30 \leq x < 50$ $50 \leq x < 70$ $70 \leq x < 100$	2% 3% 4%	
10	Tahapan produksi	Primer	0%	Produksi minyak berdasarkan perbedaan tekanan reservoir dan

		tekanan permukaan tanpa upaya-upaya buatan lain (produksi alami)
Sekunder	6%	Produksi minyak dengan upaya buatan memberikan tekanan ke dalam reservoir injeksi air dan/atau gas.
Tersier	10%	Produksi minyak dengan upaya-upaya penggunaan teknologi <i>Enhanced Oil Recovery</i> (EOR) untuk melepas minyak yang melekat pada batuan reservoir dengan cara, antara lain steam flooding, CO ₂ , bioteknologi, vibrasi, elektromagnetik, injeksi bahan kimia, peledakan reservoir dan perekahan non konvensional.

c) *Progressive Split*

Progressive split terkait dengan harga minyak, harga gas, dan jumlah kumulatif produksi yang bersifat dinamis. *Split* tidak hanya dapat menambah bagian kontraktor, tapi juga bisa menambah bagian negara, tergantung situasi harga minyak dan tingkat produksi. Berikut adalah parameter-parameter *split* tambahan yang akan diberikan kepada kontraktor berdasarkan Peraturan Menteri No.52 tahun 2017 (*Permen No. 52 Th 2017.Pdf*, n.d.)

3. *Contractor Share*

Adalah persentase yang diperoleh oleh kontraktor berasal dari *base split*, progresif *split*, dan variabel *split* lalu dikalikan dengan *Gross Revenue*.

4. *Government Share*

Adalah bagian dari pemerintah yang telah dikurangi oleh bagian dari kontraktor dan dikalikan dengan *Gross Revenue*.

5. *Cost*

Adalah biaya yang dikeluarkan oleh kontraktor baik terhadap biaya capital maupun non capital (Capex dan Opex).

6. *Domestic Market Obligation* (DMO)

DMO pada *PSC Gross Split* masih tidak ada perubahan dan masih serupa dengan yang ada pada *PSC Cost Recovery*.

7. *Taxable Income*

Masih sama seperti skema *PSC Cost Recovery*, yaitu pendapatan yang dapat dikenakan oleh pajak.

8. *Income Tax*

Yaitu perolehan negara yang berasal dari *Taxable Income* kontraktor.

9. *Contractor Share*

Adalah perolehan akhir bagi kontraktor yang telah dipotong pajak bagi pemerintah.

10. *Government Share*

Adalah bagian yang diperoleh pemerintah setelah mendapat tambahan dari DMO dan *Income Tax*.

2.6 INDIKATOR KEEKONOMIAN

Dalam proses pengajuan kontrak migas, indikator keekonomian diperlukan untuk menganalisis kelayakan suatu proyek tersebut. Kelayakan tersebut dinilai dari beberapa indikator ekonomi yang ada seperti *Net Present Value* (NPV), *Internal Rate of Return* (IRR), *Pay Out Time* (POT), *Discounted Profitability Index* (DPI). Seluruh indikator tersebut dapat menilai tingkat kelayakan suatu proyek secara obyektif sehingga pemerintah pada akhirnya dapat memutuskan layak atau tidaknya proyek tersebut dilaksanakan. Dalam menentukan parameter yang ada tersebut, sebelumnya perlu diketahui berapa arus kas (*Cash Flow*) dari suatu proyek tersebut. *Cash Flow* tersebut berisi informasi tentang arus kas masuk (*Cash In*) dan arus kas keluar (*Cash Out*). *Cash In* adalah *revenue* yang diperoleh selama berjalannya kontrak, sedangkan untuk *Cash Out* adalah biaya yang perlu dikeluarkan selama kontrak berlangsung demi menunjang keberlangsungan proyek. Secara umum *Cash Flow* dapat diformulasikan secara sederhana, yaitu :

$$\text{Cash} = \text{Cash In} - \text{Cash Out} \quad (2.3)$$

$$\text{Cash In} = \text{Revenue} + \text{Insentif} \quad (2.4)$$

$$\begin{aligned} \text{Cash Out} = & \text{Investment Cost} + \text{Operation Cost} + \text{Depreciation Cost} + \\ & + \text{Cast Flow} \end{aligned} \quad (2.5)$$

Pada suatu proyek migas cenderung negatif pada awal periode, hal itu dikarenakan belum adanya *revenue* dan pengeluaran atau cost pada awal periode cukup besar. Setelah berjalannya proyek juga *Cash Flow* akan semakin menurun, hal tersebut dikarenakan telah melewati tingkat produksi tertinggi di awal periode dan akan semakin berkurang seiring berjalannya waktu.

2.6.1 Net Present Value (NPV)

Net Present Value (NPV) adalah perbedaan antara total penerimaan nilai sekarang (PV *Cash In*) dengan total pengeluaran nilai sekarang (PV *Cash Out*) sepanjang umur proyek pada *discount Rate* yang diberikan. Untuk menentukan NPV dapat menggunakan. (Irham et al., 2018) rumus :

$$NPV(i, N) = \sum_{t=0}^N \frac{R_t}{(1+i)^t} \quad (2.6)$$

Dimana:

t = the time of the cash flow

i = the discount rate

R_t = the net cash flow inflow-cash outflow

2.6.2 Internal Rate of Return (IRR)

Adalah *discount rate* yang dapat memberikan harga NPV = 0. IRR merupakan perolehan per tahun dari investasi suatu proyek. IRR juga dapat menentukan kelayakan suatu proyek, yaitu apabila $IRR > \text{Bunga Pinjaman}$ maka proyek dikatakan layak, namun apabila $IRR > \text{Discount Rate (MARR)}$ maka proyek tidak layak untuk dilaksanakan. Secara umum IRR dapat ditentukan dengan cara interpolasi saat variabel yang ada telah terpenuhi.

$$IRR = i_1 + \frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2} (i_2 - i_1) \quad (2.7)$$

2.6.3 Pay Out Time (POT)

Pay Out Time secara umum adalah waktu yang diperlukan untuk mengembalikan investasi yang telah ditanam, dimana perhitungan *Cash Flow* dalam *Present Value*. Indikator ini menunjukkan semakin cepat biaya investasi dikembalikan sejak awal periode proyek dimulai, maka akan semakin baik juga

proyek tersebut. Namun dikarenakan POT tidak memerhatikan *Cash Flow* setelah terjadinya POT maka indikator ini tidak dapat dijadikan acuan kelayakan suatu proyek.

2.6.4 Discounted Profitability Index (DPI)

DPI adalah ukuran untuk menentukan efisiensi investasi serta DPI juga merupakan indikator untuk mengetahui nilai tambah per dollar atau rupiah yang telah diinvestasikan pada suatu proyek. DPI juga menjadi indikator yang baik pada kondisi anggaran yang terbatas, sehingga tidak banyak anggaran yang terbuang percuma selama masa proyek atau kontrak berlangsung.

$$DPI = \frac{\text{Discounted Net Cash Flow}}{\text{Discounted Investment}} + 1 \quad (2.8)$$

2.6.5 Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas adalah cara untuk melihat pengaruh perubahan besaran yang mempengaruhi keuntungan pada suatu proyek. Besaran yang sering digunakan untuk analisis sensitivitas adalah cadangan, produksi, harga, investasi, biaya operasi. Dalam penerapan analisis sensitivitas, terdapat kelebihan dan kelemahan. Kelebihan dari analisis sensitivitas antara lain :

1. Membantu untuk mengidentifikasi besaran yang sangat mempengaruhi keuntungan.
2. Mudah dikerjakan dengan bantuan komputer.

Untuk kelemahannya antara lain :

1. Tidak memberikan indikasi kemungkinan suatu resiko akan terjadi.
2. Tidak memperlihatkan ketergantungan antar besaran yang mempengaruhi keuntungan.

Sebagai gambaran dari penelitian ini, penulis memberikan referensi yang akan dijadikan gambaran sekilas mengenai perbandingan *psc cost recovery* dan *psc gross split* pada lapangan gas, yang nanti nya akan membantu dalam penelitian lebih lanjut pada bab 4 berikutnya.

Lapangan X merupakan lapangan dengan masa kontrak selama 37 tahun dimulai tahun 2022 hingga 2059. Dengan adanya skema baru yaitu *PSC Gross Split* yang menggantikan skema *PSC Cost Recovery*, maka lapangan ini dilakukan analisis dan perhitungan dengan kedua skema tersebut. Hasil dari analisis dan

perhitungan dari kedua skema tersebut dapat menentukan diantara skema *PSC Gross Split* dan *PSC Cost Recovery* skema apa yang paling menguntungkan bagi lapangan. Pada skema *PSC Gross Split* perbedaan yang sangat mencolok yaitu tidak ada biaya pemulihan seperti yang ada pada skema *PSC Cost Recovery*. Tak hanya biaya pemulihan, perbedaan mencolok lainnya yaitu adanya variabel *split* dan progresif *split* yang memungkinkan pihak kontraktor untuk mendapatkan bagian lebih dari pada *base split* yang berlaku. Pada perhitungan hasil pendapatan, skema *PSC Gross Split* juga lebih sederhana dibandingkan dengan skema *PSC Cost Recovery*.

Namun untuk melihat membandingkan keuntungan skema *PSC Gross Split* dan *PSC Cost Recovery* tidak hanya dapat dilihat dari *cashflow* dan nominal *take* dari masing-masing pihak. Indikator keekonomian skema *PSC Gross Split* jauh lebih baik dibandingkan dengan hasil dari skema *PSC Cost Recovery*.

Selanjutnya dilakukan analisis sensitivitas yang untuk mengetahui parameter yang memiliki pengaruh signifikan serta mengetahui dampak dari resiko yang mungkin terjadi dikemudian hari. Pada masing-masing *NPV* dan *IRR* dari setiap skema juga dilakukan analisis sensitivitas. Total produksi, *CAPEX*, dan *OPEX* sebesar -20%, -10%, 0%, dan +10% +20%. Analisis sensitivitas mendapati *NPV* pada skema *PSC Gross Split* masih berada di area positif, pada diagram tersebut juga menunjukkan indikator produksi adalah yang paling sensitif terhadap *NPV*. Meskipun pada penurunan produksi sebesar 20%, proyek pada lapangan X tetap layak untuk dijalankan. *NPV* pada skema *PSC Cost Recovery* yang ditunjukkan oleh masih menunjukkan *NPV* positif meskipun terjadi penurunan Produksi minyak dan gas tetap layak untuk dijalankan. Untuk *IRR* pada skema *PSC Gross Split* menunjukkan bahwa produksi minyak dan gas yang paling sensitif serta pada diagram tersebut juga masih menunjukkan kelayakan karena masih berada di area positif. Pada skema *PSC Cost Recovery* juga masih menunjukkan *IRR* yang berada pada area positif meskipun terdapat penurunan produksi sebesar 20%.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

Pada bab ini akan membahas bagaimana langkah-langkah pengerjaan perhitungan dalam menyusun analisis keekonomian pada suatu proyek lapangan gas bumi yang memakai skema bagi hasil PSC *Cost Recovery*, lalu dibandingkan dengan skema bagi hasil PSC *Gross Split* dari tahap mengambil data yang diperlukan sampai membandingkan analisa sensitivitas pada kedua skema kontrak tersebut.

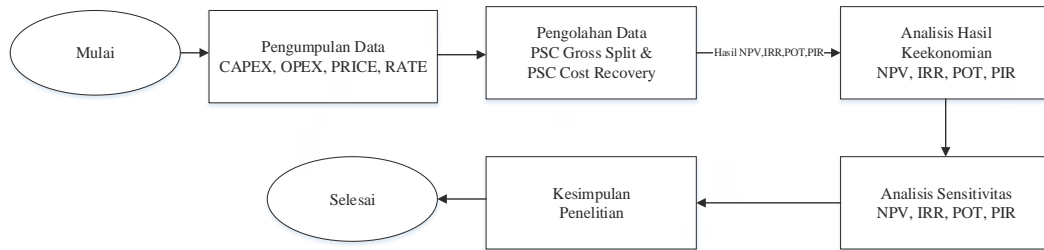
3.1 METODOLOGI

Metodologi penelitian ini akan dibahas mengenai langkah-langkah penelitian analisis keekonomian pada suatu proyek lapangan gas bumi dengan menggunakan PSC *Gross Split* dan PSC *Cost Recovery*. Langkah penelitian yang dilakukan dimulai dari pengumpulan data, perhitungan keekonomian, sampai dengan menganalisis sensitivitas.

Analisis sistem kontrak ini dilakukan dengan metode pengumpulan data sekunder. Metode ini digunakan karena data yang diperoleh tidak didapatkan secara langsung, melainkan merupakan data yang diperoleh dari data perusahaan. Data-data yang didapatkan merupakan data produksi minyak dan gas bumi, harga minyak dan gas, biaya CAPEX, biaya OPEX, dan *terms and conditions* dari masing-masing sistem kontrak. Langkah berikutnya ialah dengan melakukan metode komparatif antara kontrak kerjasama *Cost Recovery* dengan kontrak kerjasama *Gross Split*. Metode komparatif ini diterapkan untuk mengetahui persamaan dan perbandingan dari objek yang akan diteliti.

3.2 DIAGRAM ALUR PENELITIAN

Pada subbab ini akan menunjukkan penelitian yang akan dilaksanakan melalui diagram alir seperti berikut.



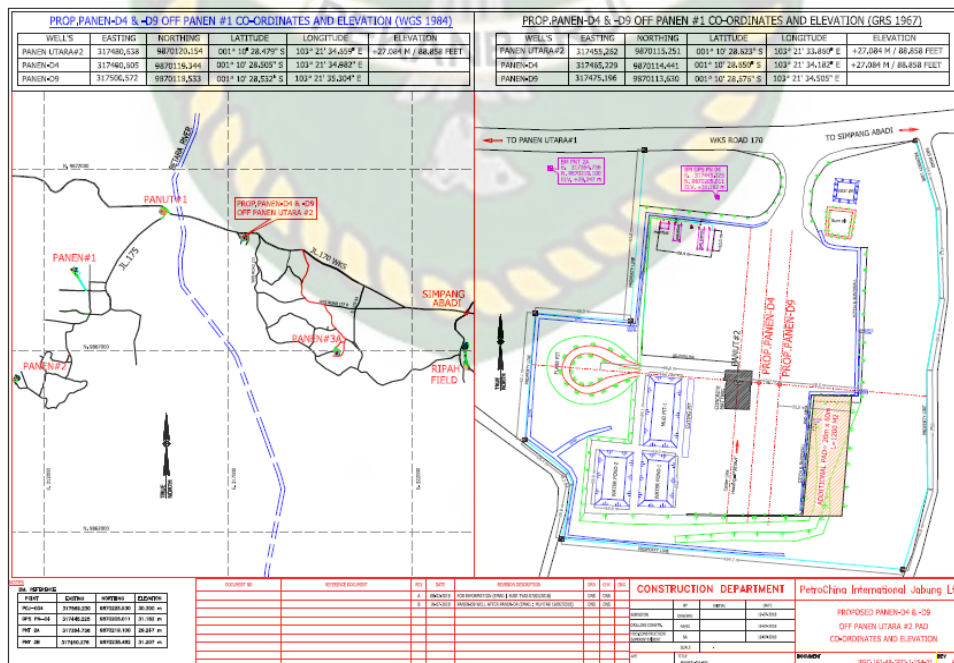
Gambar 3.1 Diagram Alur Penelitian

3.3 DATA-DATA YANG DIBUTUHKAN DALAM STUDI LAPANGAN

Pada penelitian ini dilakukan secara bertahap dengan mengumpulkan data secara kuantitatif yang bersumber dari perusahaan sebagai penyedia data, data-data yang dikumpulkan sebagai penelitian sebagai berikut:

a. Lokasi Penelitian

Struktur Lapangan SA terletak sekitar 5 kilometer barat daya lapangan produksi timur laut Betara (Lapangan NEB), dan 3 km barat Lapangan Ripah, dimana jumlah sumur yang telah dibor pada struktur tersebut adalah 6 sumur. Sumur pertama yang dibor pada tahun 1974 adalah sumur Napal-1 dengan Total E&P yang menguji 2,2 MMSCFPD gas dari Formasi Intra Gumai. Prospek Panen terletak tepat di atas dan di sebelah barat Betara Deep dan timur Kabul Deep.



Gambar 3.2 Peta Lokasi

b. Pengumpulan Data

Pengumpulan data yang didapatkan dari hasil data sekunder yang mencakup data produksi, tinjauan lapangan, peraturan yang mencakup, serta biaya yang diperlukan.

- Data produksi didapat dari hasil pengumpulan data berupa *forecast base* produksi dari wilayah kerja yang diamati.
- Tinjauan lapangan dari wilayah kerja sebagai penentu dari besaran nilai split untuk digunakan sebagai nilai keekonomian yang didapat dari kontraktor. Tinjauan lapangan ini berupa lokasi wilayah kerja, jenis reservoir, kedalaman sumur, dan lain-lain yang dapat mempengaruhi perubahan split.
- Peraturan analisis keekonomian ini dapat dikerjakan dengan menyesuaikan peraturan yang berlaku saat ini.
- Fiscal terms merupakan hal untuk dijadikan pertimbangan bagi kontraktor sebelum memutuskan untuk melakukan kegiatan investasi di suatu negara serta jadi pertimbangan kelangsungan suatu proyek.
- Biaya yang mempengaruhi perhitungan berupa capex dan opex dari pengeluaran untuk pengembangan sehingga perlu diperhitungkan berdasarkan peraturan yang berlaku.

c. Skenario Pengembangan

Pada kegiatan ini untuk menyusun scenario untuk mengembangkan dan memproduksi cadangan minyak dan gas bumi dengan menggunakan data awal tanpa adanya perubahan permasalahan sehingga hasil analisis menjadi nilai sesuai pada data digunakan.

d. Perhitungan *Cost Recovery*

Biaya operasi yang dapat dikembalikan kepada kontraktor. *Cost recovery* merupakan bagian dari perolehan kontraktor.

e. Perhitungan *Gross Split*

Kondisi lapangan dengan penyesuaian pada kumulatif produksi serta harga jual minyak dan gas menjadi pengaruh tambahan terhadap pembagian split

sebagai perhitungan. Mengacu pada tabel 2.3 dengan membahas mengenai karakteristik dengan parameter yang sudah ditetapkan sehingga pembagian split dapat diperhitungkan.

f. Perhitungan Keekonomian

Perhitungan keekonomian dihitung setelah perhitungan *Cost Recovery* dan *Gross Split* sehingga dapat dijadikan sebagai dasar pengambilan keputusan apakah lapangan tersebut layak untuk dikembangkan atau tidak dan dari kedua skema PSC manakah yang lebih efisien.

g. Analisis Keekonomian

Hasil akhir setelah perhitungan selesai, maka penentuan akhir dengan menganalisis apakah kedua skema PSC tersebut telah mencapai nilai keekonomian yang disesuaikan berdasarkan NPV, IRR, serta POT dari scenario tersebut.

3.4 TEMPAT PENELITIAN

Pada kesempatan ini penulis berencana akan melakukan penelitian di Perusahaan PetroChina International Companies Indonesia.

3.5 JADWAL PENELITIAN

Pada Penelitian ini dilakukan selama 2 bulan yaitu dari 22 April sampai 21 Juni 2021. Bagian ini menguraikan mengenai tahapan penelitian, rincian kegiatan pada setiap tahap, dan waktu yang diperlukan untuk melaksanakan setiap tahapan hingga selesai.

Kegiatan	Tahun 2021							
	April	Mei				Juni		
	4	1	2	3	4	1	2	3
Pengumpulan Data								
Analisis Data								
Evaluasi Data								
Analisis Hasil Akhir								
Pembuatan Laporan								

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada bab ini akan dibahas mengenai hasil perhitungan keekonomian lapangan Gas SA menggunakan skema kontrak PSC *cost recovery* dan PSC *gross split*.

Bila kedua skema telah dihitung dan telah didapati *cashflow* selanjutnya akan di analisa indikator keekonomian. Indikator keekonomian yang dimaksud adalah *NPV*, *IRR*, *POT* dan *IRR*. Dengan indikator keekonomian maka penulis dapat membandingkan skema terbaik yang memungkinkan untuk diterapkan pada proyek lapangan X. Pada tahapan selanjutnya untuk analisa sensitivitas keekonomian terhadap beberapa parameter akan dilakukan Analisa dengan *Spider Diagram*. Parameter yang akan dilihat sensitivitasnya meliputi *CAPEX*, *OPEX* harga komoditas, dan jumlah produksi.

Secara garis besar keuntungan lebih besar akan didapati oleh pemerintah (*GOI*). Disisi lain kontraktor juga perlu mendapatkan keuntungan. Apabila kontraktor tidak mendapatkan keuntungan proyek tidak akan terjadi. Oleh sebab itu Analisa keekonomian proyek seharusnya menjadi kebijakan yang benar, tepat dan juga bijak. Dengan demikian negara serta kontraktor sama-sama mendapatkan keuntungan yang dianggap layak oleh kedua belah pihak.

Untuk melakukan perhitungan sebagai dasar analisis keekonomian menggunakan model PSC *cost recovery* dan PSC *Gross Split*, terlebih dahulu dibutuhkan input data atau parameter-parameter perhitungan yang dibutuhkan seperti berikut:

4.1 RENCANA PENGEMBANGAN LAPANGAN

Struktur Lapangan SA terletak sekitar 5 kilometer barat daya lapangan produksi timur laut Betara (Lapangan NEB), dan 3 km barat Lapangan Ripah, dimana jumlah sumur yang telah dibor pada struktur tersebut adalah 6 sumur. Sumur pertama yang dibor pada tahun 1974.

Pada lapangan ini memiliki sumur eksplorasi sebanyak 14 dengan durasi 13 tahun 6 bulan. Lapangan ini merupakan lapangan yang berada di *onshore* dengan

ketebalan reservoir nya 2908 M. Sementara cadangan gas awal dari lapangan ini adalah sebesar 14.000,00 Bcf. Lapangan ini sudah memproduksi selama 43 tahun sehingga cadangan gas yang tersisa pada tahun 2019 adalah 14.00 Bcf.

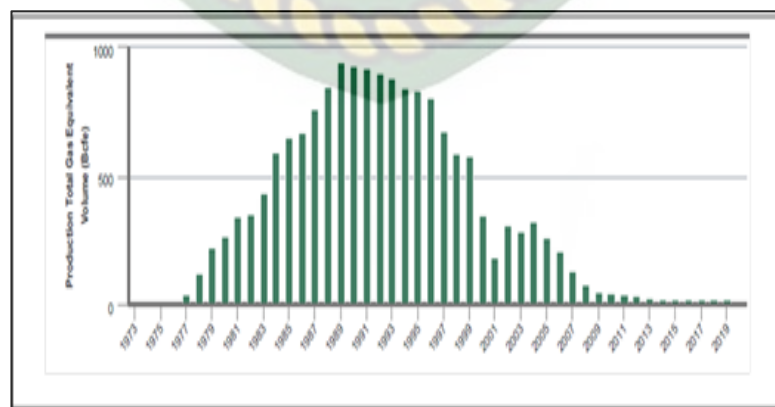
4.2 DATA PRODUKSI

Lapangan Gas SA merupakan reservoir gas yang memproduksi gas. Data produksi ini berguna untuk melakukan perhitungan *Gross Revenue*. Dari data-data yang didapat dari perusahaan tersebut selanjutnya akan berguna untuk melakukan perhitungan keekonomian berdasarkan penerapan metode *PSC cost recovery* dan *PSC gross split*. Berikut adalah total produksi lapangan Gas SA mulai dari tahun 1974 hingga tahun 2021.

Tabel 4.1 Hasil Produksi Lapangan GAS SA

Produksi	Total
Cadangan Gas Awal	14.000 Bscf
Produksi Gas Total	11.900 Bscf

Dari data tersebut dapat dilihat bahwa produksi utama dari lapangan Gas SA tersebut adalah gas dengan produksi total nya mencapai 11.900 Bscf. Hasil produksi gas pada lapangan SA dari tahun 1974 hingga 2021 dijual melalui kontrak perjanjian jual beli gas dengan PT Pupuk Sriwijaya (Pusri) dengan jumlah pasokan harian 60 BBTUD dan yang kedua kepada Pertamina Hulu Rokan (PHR) dengan jumlah pasokan harian 50 BBTUD. Data grafik produksi gas dari tahun 1977 hingga tahun 2021 berdasarkan uraian rencana pengembangan lapangan pada Gambar 4.1 adalah sebagai berikut.



Gambar 4.1 Grafik Gas Volume

Dari gambar 4.1 diatas dapat dilihat bahwa, pada tahun awal tahun 1974 produksi gas mengalami kenaikan produksi tiap tahunnya hingga puncak produksinya pada tahun 1989. Dan puncak produksi gas yang juga berada pada tahun 1989 tersebut mencapai hingga 180 MMcf/d. Setelah tahun 2001 produksi gas cenderung menurun, dimana pada tahun 2002 produksi gas kembali stabil sampai dengan tahun 2007. setelah itu kembali turun lagi hingga 2021 sekarang.

4.3 DATA CAPEX & OPEX

4.3.1 Data CAPEX

Biaya kapital atau yang sering disebut *Capital Expenditure (CAPEX)* merupakan biaya investasi untuk pengembangan lapangan. *CAPEX* terdiri dari dua kategori yakni *Tangible Capex* dan *Intangible Capex*. Pada skema *PSC cost recovery* Proses pengembalian biaya (*Cost Recovery*) dari *Tangible Capex* dan *Intangible Capex* berbeda. Biaya *Tangible Capex* dikembalikan melalui depresiasi dan biaya *Intangible Capex* akan dikembalikan melalui *Cost Recovery* dari pemerintah. Untuk data Capex pada komponen tangible seperti casing, tubing, well equipment surface dan juga well equipment sub surface, dan dari total tangible tersebut didapat 227.65 MMUS\$

4.3.2 Data OPEX

Biaya operasional disini terdiri dari biaya OPEX dan *Decommissioning*. Dimana biaya OPEX adalah biaya operasional yang dikeluarkan pada setiap tahun. Biaya OPEX sendiri terdiri dari biaya Variable OPEX dan Fixed OPEX. Berikut adalah kumulatif biaya OPEX dan *Decommissioning*.

Tabel 4.2 Total *Operating Cost*

Biaya Operasional	Total (MMUS\$)
<i>Variable Opex</i>	556,32 MMUS\$
<i>Fixed Opex</i>	6.626,63 MMUS\$
Total OPEX	7.424,81 MMUS\$

<i>Decommissioning</i>	239,86 MMUS\$
Total OPEX & Decom	7.646,77 MMUS\$

Data diatas menunjukkan biaya-biaya OPEX yang terdiri dari *Variable* OPEX sebesar 556,32 MMUS\$ dan *Fixed* OPEX sebesar 6.626,32 MMUS\$ sehingga total biaya OPEX tersebut adalah 7.424.81 MMUS\$. Selain biaya OPEX terdapat juga biaya *Decommissioning* yang merupakan biaya penutupan dan pemulihan lingkungan sekitar sumur. Biaya *Decommissioning* tersebut adalah sebesar 239,86 MMUS\$ sehingga biaya total untuk OPEX dan *Decommissioning* tersebut adalah 7.646,77 MMUS\$. Biaya-biaya tersebut selanjutnya akan dimasukkan dalam perhitungan *Cost Recovery*.

4.4 KONDISI LAPANGAN DAN RESERVOIR

Jenis Reservoir dari lapangan SA adalah reservoir gas. Dari data yang didapat dari perusahaan, kondisi lapangan dan *Reservoir* lapangan SA meliputi API sebesar 63°, kedalaman rata-rata *reservoir* pada 2908 m, kandungan CO₂ sebesar 15.25% dan gas H₂S 0.1%. Lokasi lapangan SA berada pada *Onshore* dengan status lapangan POD II. Infrastruktur pada lapangan SA termasuk *Well Developed* yang berarti tersedianya infrastruktur penunjang gas bumi pada lokasi wilayah kerja. Jenis reservoir pada lapangan SA adalah jenis konvensional dengan tahapan produksi primer yang berarti reservoir terdapat dalam batuan pasir atau karbonat dan produksi migas mengalir secara alami tanpa upaya-upaya buatan lain. Pemakaian komponen dalam negeri pada lapangan SA tersebut adalah sebesar 37%.

4.5 ANALISA KEEKONOMIAN

Analisa Keekonomian lapangan SA mengacu kepada 2 sistem kontrak yaitu PSC *cost recovery* dan PSC *gross split*. Dari data-data yang telah tersedia maka dapat dilakukan perhitungan untuk menganalisa keekonomian lapangan SA.

4.5.1 Analisa Keekonomian pada lapangan SA dengan PSC *Cost Recovery*

Analisa keekonomian dengan skema PSC *cost recovery* disertai dengan *terms* dan *condition* yang berlaku sesuai kontrak pada PSC *cost recovery* saat ini,

Adapun *fiscal terms* pada skema kontrak yang pertama yaitu *PSC cost recovery* adalah sebagai berikut:

Tabel 4.3 *Fiscal Terms* Skema Kontrak *PSC Cost Recovery*

INDIKATOR MUS\$	PSC COST RECOVERY
FTP	20%
<i>Contractor Gas Split post Tax</i>	30,00%
<i>Contractor Oil Split post Tax</i>	15,00%
<i>PSC Effective Tax</i>	35%
<i>Oil DMO Portion</i>	25%
<i>Oil DMO Price Discount Rate</i>	90%
<i>DMO Holiday (yrs)</i>	5
<i>Discount Factor</i>	10%
<i>Investment Credit</i>	17%

Pada skema *PSC Cost Recovery*, yang menjadi pembeda dengan skema *PSC Gross Split* adalah adanya FTP, DMO, dan *Investment Credit*. Pada skema tersebut, FTP menjadi pendapatan sebesar 20% dari *Gross Revenue* untuk kontraktor dan pemerintah yang disisihkan dari produksi sebelum dikurangi biaya *Cost Recovery* dan juga *Investment Credit*. Porsi DMO sebesar 25% dengan *price discount rate* sebesar 90% juga harus dibayarkan oleh kontraktor kepada pemerintah. *Investment credit* pada skema tersebut digunakan sebagai usaha untuk mengurangi pajak yang akan dikenakan pada awal-awal tahun pengeluaran biaya. Tak hanya ketiga *fiscal terms* tersebut yang menjadi pembeda nya, tetapi juga *Tax* yang dikenakan kepada kontraktor berbeda yaitu sebesar 35%. Adapun *investment credit* pada skema *PSC Cost Recovery* ini adalah sebagai berikut.:

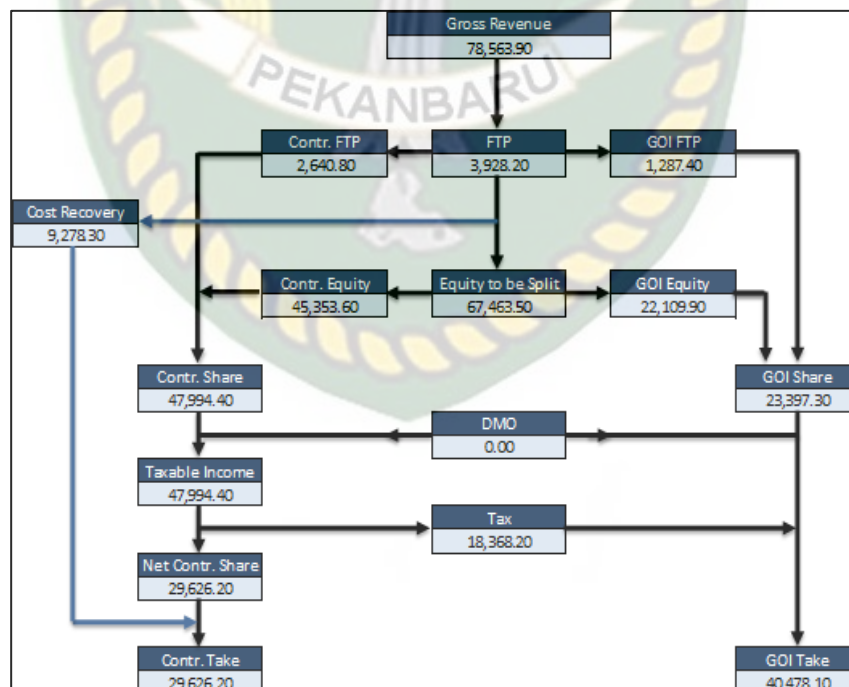
Tabel 4.4 Hasil Keekonomian *PSC Cost Recovery*

INDIKATOR	PSC COST RECOVERY (MMUS\$)
<i>Revenue Gas</i>	78.563
<i>Gross Revenue</i>	78.563
<i>Contr Taxable Income</i>	45.353
<i>Cost Recovery</i>	9.278

<i>Tax</i>	18.368
<i>Net Contr. Share</i>	26.958
<i>Contr. NPV</i>	4,442
<i>Contr. IRR</i>	26,8%
<i>Total Contractor Take</i>	26.958
<i>GOI Take</i>	40.478

Dari hasil perhitungan, didapat NPV yang didapat kontraktor sebesar 4.442 MMUS\$, sedangkan IRR yang didapat kontraktor sebesar 26,8%. Total pendapatan kontraktor untuk skema *PSC Cost Recovery* ini mencapai 9.278 MMUS\$ jika di persen kan yaitu 12,1%, lalu bagian kontraktor mendapatkan 26,958 MMUS\$ jika di persen kan 35,2%, lalu bagian pemerintah mendapatkan 40,478 jika di persen kan 52,7% jadi jika ditotal 100%. Bila dibandingkan dengan hasil NPV, IRR dan juga total pendapatan kontraktor pada skema *PSC Gross Split*, skema *PSC Cost Recovery* mendapat NPV, IRR, dan juga pendapatan total kontraktor yang lebih kecil.

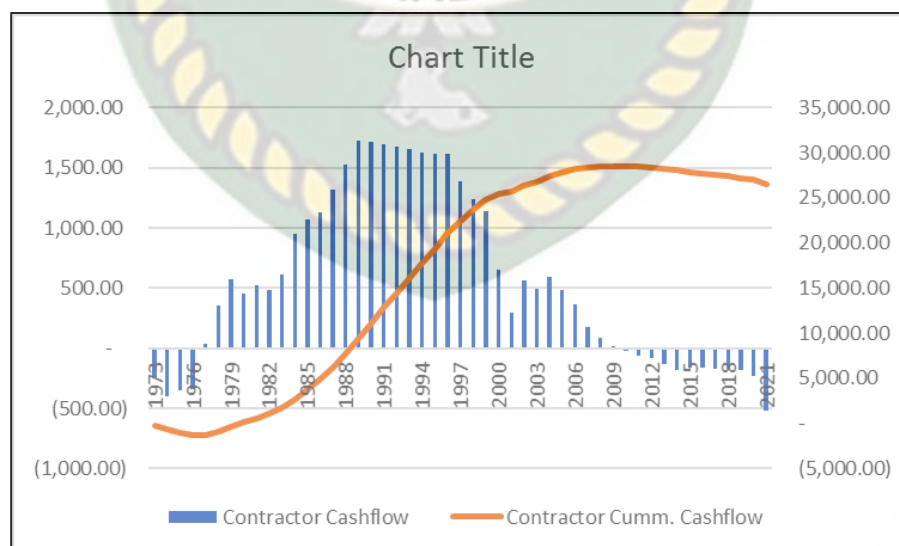
Jika digambarkan secara bagan berdasarkan hasil perhitungan keekonomian Lapangan SA menggunakan skema *PSC Cost recovery* maka dapat digambarkan sebagai berikut :



Gambar 4.2 Hasil Perhitungan Menggunakan *PSC Cost Recovery*

Pada bagan diatas, dapat dilihat bahwa aliran sistem skema PSC *Cost Recovery* dimulai dengan adanya *Gross Revenue*. Kemudian *Gross Revenue* tersebut diambil sebagian untuk menjadi FTP (*First Tranche Petroleum*) sebesar 20% yang akan dibagikan kepada kontraktor dan pemerintah. Kemudian sisa dari *Gross Revenue* tersebut diambil untuk keperluan *Cost Recovery*. Sisa dari *Gross Revenue* tersebut kemudian menjadi ETS (*Equality to be Split*) yang dibagikan kepada kontraktor dan pemerintah sesuai dengan persentase *split*nya. Kontraktor setelah menerima *share* tersebut harus membayarkan DMO (*Domestik Market Obligation*) kepada pemerintah. Kemudian sisa dana dari pengurangan pendapatan tersebut menjadi *taxable income Contractor* yang digunakan untuk menghitung pajak yang dikenakan pada kontraktor. Kontraktor kemudian membayar pajak kepada pemerintah dan hasil pendapatan kontraktor terakhir menjadi *net contractor share* yang juga ditambahkan dengan hasil *Cost Recovery* (CAPEX dan OPEX) sebelumnya. Sedangkan hasil pendapatan akhir pemerintah menjadi *share* pemerintah ditambah dengan DMO dan pajak yang didapat.

Dari analisa Keekonomian yang telah dihitung didapatkan bahwa pendapatan kotor dari gas adalah sebesar 78.540 MMUS\$. Total pendapatan kontraktor yang sudah termasuk *cost recovery* sebesar 8.976 MMUS\$ dan pendapatan pemerintah sebesar 42.805 MMUS\$.



Gambar 4.3 Cumulative *Cash flow* PSC *Cost Recovery*

Grafik diatas dapat berfungsi sebagai indicator POT (*Pay Out Time*). POT pada skema PSC *Cost Recovery* berdasarkan grafik diatas adalah 6,78 tahun, yang berarti kontraktor baru mendapatkan pendapatan yang bernilai positif setelah umur proyek mencapai lebih dari 6,78 tahun. Kumulatif pengeluaran pendapatan terbesar berdasarkan grafik tersebut terdapat pada tahun 2009 yaitu sebesar negatif 28.528.53 MMUS\$.

Pada saat penurunan produksi tahun 2013 - 2016 kontraktor berinisiatif untuk mengajukan EOR kepada SKK migas, tetapi karena terhambat nya biaya yang terlalu tinggi dan juga lapangan ini awal nya tidak diperhitungkan untuk EOR, maka pihak SKK migas menolak pengajuan tersebut, dikarenakan tidak menguntungkan jika dibandingkan dengan keekonomian lapangan dan juga periode ini tahun 2014-2017 adalah periode terburuk untuk migas yang berakibat berkurang minat nya investor.

Pada tahun 2017 setelah migas mulai bangkit kontraktor mengajukan kembali untuk pembuatan sumur baru di 1 WK dan pada tahun 2018 akhir di acc SKK migas, lalu pada 2019 dimulai nya kegiatan eksplorasi tetapi sebelum kegiatan selesai di Indonesia terkena dampak virus covid dan migas salah satu yang terkena dampak nya, dan akibat nya karena berkepanjangan dan juga masa perjanjian nya habis pada tahun 2021 maka kontraktor tidak melanjutkan produksi, maka pihak perusahaan bekerja sama dengan Kementerian ESDM untuk melepas daerah tersebut untuk ditawarkan melalui kontrak KKKS di mana Pertamina tetap sebagai pemegang participating interest di lapangan tersebut.

4.5.2 Analisa keekonomian Lapangan SA dengan PSC *Gross Split*

Setelah dilakukan perhitungan keekonomian lapangan SA dengan menggunakan skema kontrak PSC *cost recovery*, maka selanjutnya dilakukan perhitungan menggunakan perhitungan skema PSC *gross split* dengan menggunakan parameter-parameter yang sama dengan *cost recovery*, tetapi dengan persentase *Tax* yang berbeda dan di tambahkan dengan parameter *Base Split*, *Progressive Split* dan *Variable Split*.

Tabel 4.5 *Base Split*

<i>PSC Gross Split</i>	<i>Contractor Split Before Tax</i>
<i>Base Oil Split</i>	43%
<i>Variable Oil Split</i>	7%
<i>Total Oil Split</i>	50%
<i>Base Gas Split</i>	48%
<i>Variable Gas Split</i>	7%
<i>Total Gas Split</i>	55%
<i>Tax</i>	25%

Pada skema *PSC Gross Split*, kontraktor mendapat *Base Split Oil* sebesar 43% dan *Variable Split* dari *Oil* sebesar 7% sehingga *Oil Split* yang didapat untuk kontraktor sebesar 50%. Sedangkan *Base Split Gas* untuk kontraktor adalah sebesar 48% dan *Variable Split* dari *Gas* sama sebesar 7% sehingga *Gas Split* yang didapat kontraktor sebesar 55%. Berbeda dengan skema *PSC Cost Recovery*, *Tax* pada skema *PSC Gross Split* tersebut adalah sebesar 25%.

Tabel 4.6 Variable Split

<i>Variable Splits</i>	<i>Parameter</i>	<i>Split Correction</i>
<i>API (degrees)</i>	63°	0%
<i>Field Location (meters)</i>	Onshore	0%
<i>Block Status</i>	POD II	3%
<i>Reservoir Depth (meters)</i>	2908	1%
<i>Infrastructure</i>	Well Developed	0%
<i>Reservoir Type</i>	Conventional	0%
<i>CO2 level</i>	15,25%	1%
<i>H2S level</i>	0,01	0%
<i>Local Content Level</i>	37%	2%
<i>Recovery Type</i>	Primary	0%
<i>Variable Split - Sum</i>	-	7%

Tabel 4.6 *Variable Split* diatas menunjukkan *split correction* yang didapatkan kontraktor yang nantinya akan ditambahkan ke *base split oil* dan *gas* kontraktor. Dari data diatas, *Block Status* mendapat *split correction* sebesar 3%, tingkat CO2 mendapat *split correction* sebesar 15,25%, dan *Local Content Level* mendapat *split correction* sebesar 2%. *API Degree*, *Field Location*, *Reservoir Depth*, *Infrastructure*, *Reservoir Type*, *H₂S Level* 0,01, dan *Recovery Type* tidak mendapat *Split Correction*. Sehingga total dari *split correction* yang didapat sebesar 7% dari *variable split* yang ditambahkan ke *base split* dan *gas* tersebut, *progressive split* yang dihitung dari koreksi *split* harga gas serta kumulatif produksinya juga ditambahkan sebagai penambahan *split* bagi kontraktor.

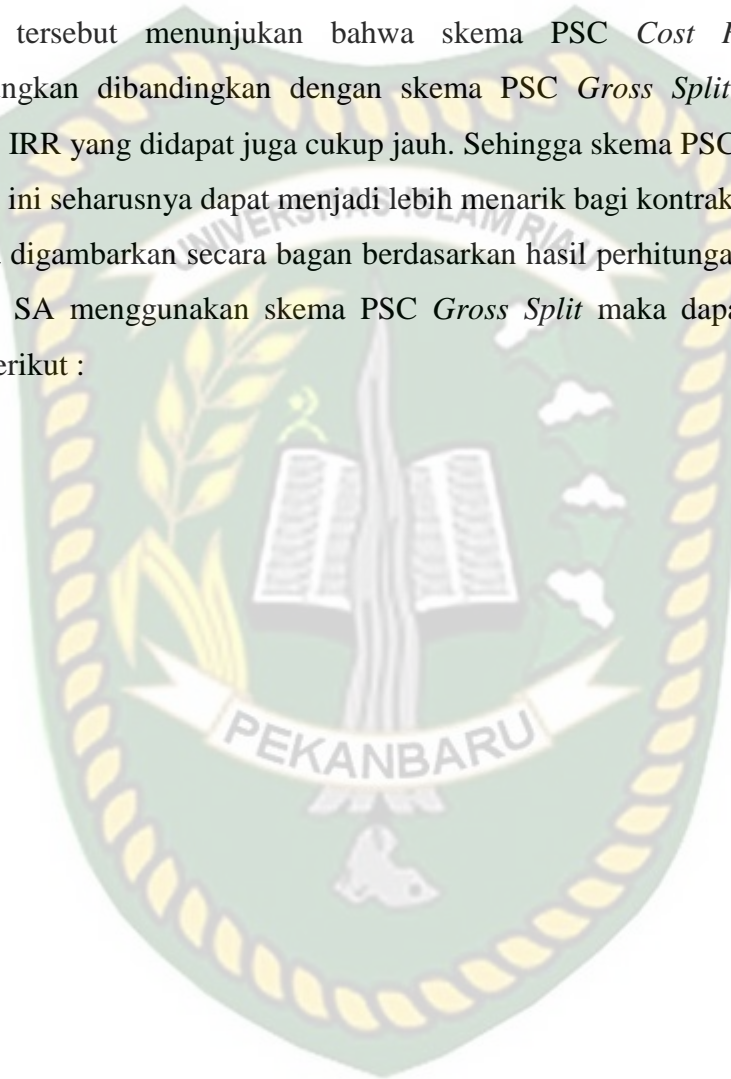
Setelah memasukan parameter-parameter *Base Split*, *Progressive Split* dan *Variable Split* serta parameter sebelumnya maka dilakukan perhitungan keekonomian lapangan A menggunakan skema kontrak pembeding yaitu *PSC Gross Split*. Berikut adalah hasil perhitungan *PSC gross split*.

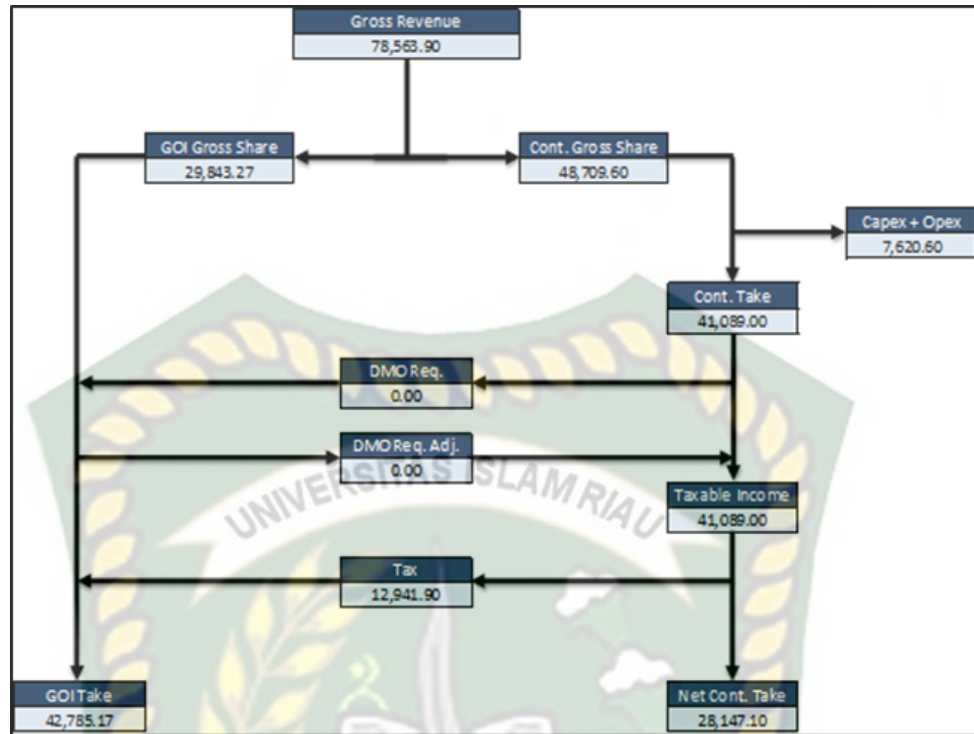
Tabel 4.7 Hasil Keekonomian Menggunakan Skema *Gross Split*

INDIKATOR	PSC GROSS SPLIT (MMUS\$)
<i>Gross Revenue</i>	78.563
<i>Contr Taxable Income</i>	31.955
<i>Tax</i>	12.941
<i>Net Contr. Share</i>	19.013
<i>Contr NPV</i>	4.348
<i>Contr IRR</i>	24,6%
<i>Total Contr. Take</i>	19.013
<i>GOI Take</i>	51.929

Tabel 4.7 diatas menunjukkan bahwa NPV, IRR, dan juga total pendapatan kontraktor yang didapat pada skema *PSC Cost Recovery* lebih besar dari pada skema *PSC Gross Split*. NPV yang didapat kontraktor pada skema ini sebesar 4.348 MMUS\$, sedangkan IRR yang didapat sebesar 24.6%, dan juga total pendapatan kontraktor yang didapat sebesar 19.013 MMUS\$. Dari ketiga indikator tersebut menunjukkan bahwa skema *PSC Cost Recovery* lebih menguntungkan dibandingkan dengan skema *PSC Gross Split*. Perbandingan NPV dan IRR yang didapat juga cukup jauh. Sehingga skema *PSC Cost Recovery* yang baru ini seharusnya dapat menjadi lebih menarik bagi kontraktor.

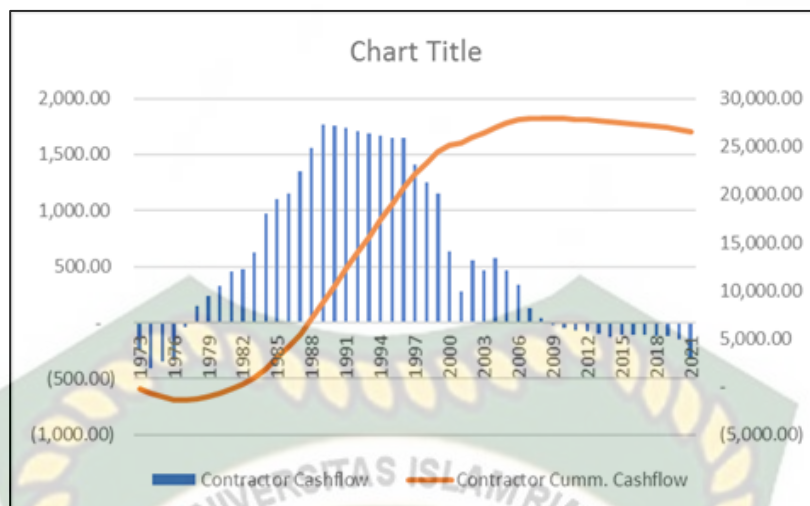
Jika digambarkan secara bagan berdasarkan hasil perhitungan keekonomian Lapangan SA menggunakan skema *PSC Gross Split* maka dapat digambarkan sebagai berikut :





Gambar 4.4 Hasil Perhitungan Menggunakan PSC *Gross Split*

Pada bagan diatas, dapat dilihat bahwa aliran sistem skema PSC *Gross Split* dimulai dari adanya *Gross Revenue*. Kemudian *Gross Revenue* tersebut dibagi kepada kontraktor dan juga pemerintah sesuai dengan persentase *split* nya. Kontraktor setelah menerima share tersebut harus mengeluarkan biaya CAPEX dan OPEX. Kemudian sisa dana dari pengurangan pendapatan tersebut menjadi taxable income yang digunakan untuk menghitung pajak yang dikenakan pada kontraktor. Kontraktor kemudian membayar pajak kepada pemerintah dan hasil pendapatan kontraktor terakhir menjadi *net contractor* share yang juga ditambahkan dengan hasil *Recovered Cost* (CAPEX dan OPEX) sebelumnya.



Gambar 4.5 *Cumulative Cash flow PSC Gross Split*

Grafik diatas dapat berfungsi sebagai indicator POT (*Pay Out Time*). POT pada skema PSC *Gross Split* berdasarkan grafik diatas adalah 8,42 tahun, yang berarti kontraktor baru mendapatkan pendapatan yang bernilai positif setelah umur proyek mencapai lebih dari 8,42 tahun. Kumulatif pengeluaran pendapatan terbesar berdasarkan grafik tersebut terdapat pada tahun 2008 yaitu sebesar negatif 27.976 MMUS\$.

Berdasarkan kedua hasil data keekonomian PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split*, berikut merupakan tabel perbandingan keekonomian antara kedua skema PSC tersebut.

Tabel 4.8 Perbandingan Keekonomian Skema PSC *Cost Recovery* dan *Gross*

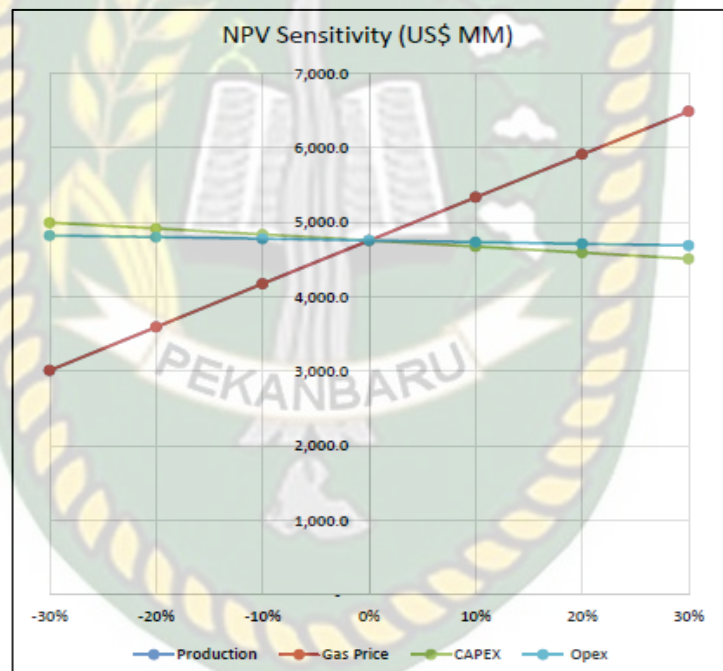
INDIKATOR	PSC <i>Cost Recovery</i> (MMUS\$)	PSC <i>Gross Split</i> (MMUS\$)
CAPEX	1.843,97	1.843.97
OPEX	7.424,81	7.424.81
<i>Gross Revenue</i>	78.653	78.653
<i>Contr Taxable Income</i>	45.353	31.955
<i>Tax</i>	18.368	12.941
<i>Net Contr. Share</i>	34.157	20.013
<i>Contr NPV @10%</i>	4.442	4.348
<i>Contr IRR</i>	26.8%	24.6%
POT	6.87	8.42
<i>Total Contr. Take</i>	26.958	19.013
<i>GOI Take</i>	40.478	51.929

4.6 ANALISA SENSITIVITAS

Setelah hasil indikator keekonomian didapatkan, dilakukan analisa sensitivitas untuk mengantisipasi perubahan-perubahan pada parameter yang menjadi indikator keekonomian yaitu NPV maupun IRR. Parameter yang akan diuji kali ini adalah Produksi minyak dan gas, harga minyak dan gas, investasi dan juga OPEX. Analisa sensitivitas tersebut akan diuji pada masing-masing sistem kontrak yaitu PSC *Cost Recovery* & PSC *Gross Split*.

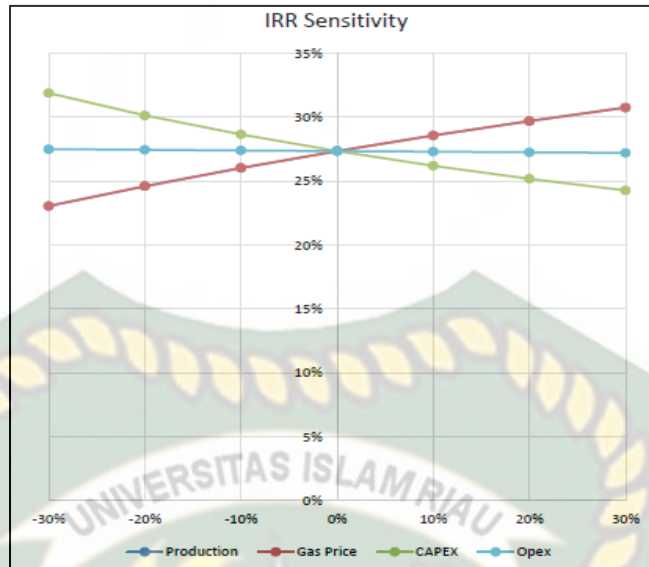
4.6.1 Analisa Sensitivitas Pada PSC *Cost Recovery*

Hasil analisa sensitivitas pada PSC *Cost Recovery* dengan indikator keekonomian NPV dan juga IRR dibuat dengan jangkauan persentase -30 % hingga 30% adalah sebagai berikut.



Gambar 4.6 Sensitivitas NPV pada Skema PSC *Cost Recovery*

Gambar 4.6 diatas memperlihatkan bahwa parameter yang paling berpengaruh atau yang paling sensitif terhadap perubahan NPV pada skema PSC *Cost Recovery* adalah harga gas nya. hasil NPV yang didapat. Namun pada sensitivitas terhadap NPV ini, biaya OPEX dan investasi tidak terlalu berpengaruh terhadap perubahan NPV yang terjadi.

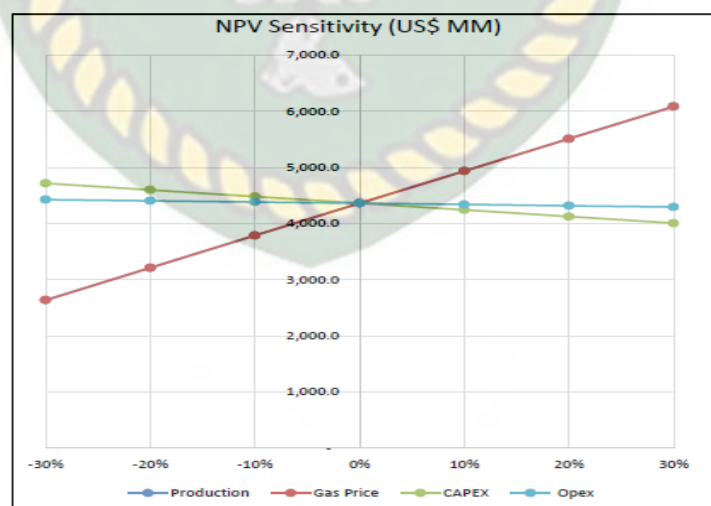


Gambar 4.7 Sensitivitas IRR pada Skema PSC *Cost Recovery*

Pada gambar 4.7 analisa sensitivitas diatas, dapat dilihat bahwa yang paling berpengaruh atau paling sensitive terhadap perubahan IRR dalam skema PSC *Cost Recovery* adalah harga minyak dan gas dan juga produksi gas nya.

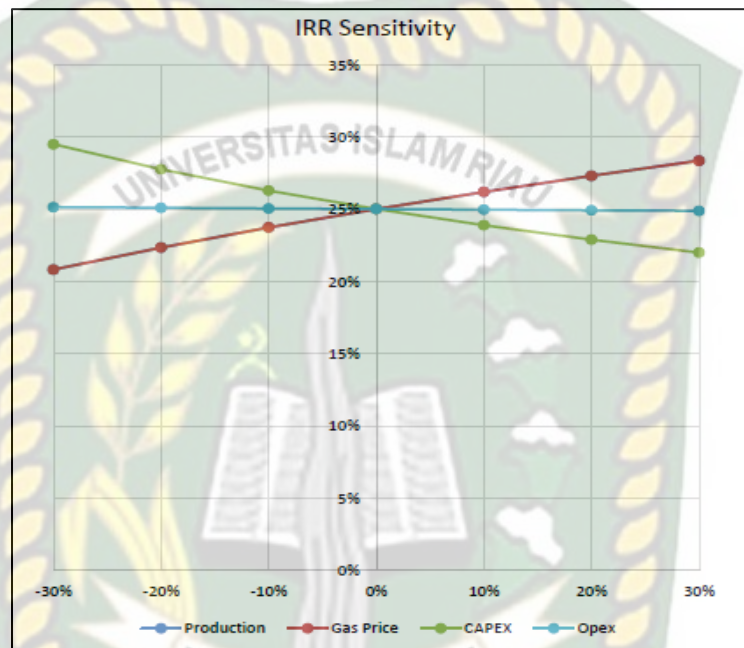
4.6.2 Analisis Sensitivitas Pada PSC *Gross Split*

Hasil analisa sensitivitas pada PSC *Gross Split* dengan indikator keekonomian NPV dan juga IRR dibuat dengan jangkauan persentase 80% hingga 120% adalah sebagai berikut.



Gambar 4.8 Sensitivitas NPV pada Skema PSC *Gross Split*

Pada gambar 4.8 diatas dapat dilihat bahwa parameter yang paling berpengaruh atau paling *sensitive* terhadap perubahan NPV dari skema PSC *Gross Split* adalah produksi gas nya. Pada gambar IV.9 diatas harga minyak dan gas juga cukup berpengaruh terhadap sensitivitas NPV skema PSC *Gross Split*, sedangkan biaya investasi dan OPEX kurang berpengaruh terhadap sensitivitas skema PSC *Gross Split* tersebut.



Gambar 4.9 Sensitivitas IRR pada Skema PSC *Gross Split*

Pada gambar 4.9 analisa sensitivitas diatas, dapat dilihat bahwa yang paling berpengaruh atau paling *sensitive* terhadap perubahan IRR dalam skema PSC *Gross Split* adalah sama dengan analisa sensitivitas terhadap NPV diatas yaitu produksi minyak dan gas nya. Pada urutan ketiga yang cukup berpengaruh terhadap perubahan IRR tersebut adalah harga minyak dan gas nya. Sedangkan yang paling tidak berpengaruh terhadap perubahan IRR skema PSC *Gross Split* ini adalah biaya OPEX nya.

Secara umum sensitivitas NPV dan IRR pada PSC *Gross Split* lebih sensitif dibandingkan dengan PSC Cost Recovery. Sensitif berarti NPV dan IRR kontrak PSC *Gross Split* sangat terpengaruh oleh perubahan-perubahan Harga, Produksi, biaya investasi, dan juga OPEX. Sedangkan Kontrak PSC Cost Recovery cenderung lebih stabil dalam NPV dan IRR terhadap perubahannya.

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

Berdasarkan hasil analisis data dan perhitungan yang telah dilakukan, maka didapatkan kesimpulan dan saran sebagai berikut:

5.1 KESIMPULAN

1. NPV dengan *Discount Factor* 10% dan IRR pada PSC *Cost Recovery* lebih besar dibandingkan dengan PSC *Gross Split* dengan hasil NPV sebesar 4.442 MMUS\$ dan IRR sebesar 26,8% dibandingkan dengan PSC *Gross Split* dengan hasil NPV sebesar 4.368 MMUS\$ dan IRR sebesar 24,6%.
2. Parameter yang paling berpengaruh terhadap perubahan indikator keekonomian NPV dan IRR pada kedua skema PSC tersebut adalah produksi gas buminya. Serta untuk perbandingan POT sendiri untuk POT dari PSC *Cost Recovery* 6,87 dan untuk POT PSC *Gross Split* 8.42
3. Sistem kontrak PSC *Cost Recovery* pada lapangan SA memiliki hasil lebih efisien bagi kontraktor dibandingkan dengan sistem kontrak PSC *Gross Split* dengan hasil total pendapatan kontraktor sebesar 26.985,41 MMUS\$ dibandingkan dengan PSC *Gross Split* dengan hasil sebesar 19.013,45 MMUS\$.

5.2 SARAN

Untuk penelitian mengenai skema kontrak PSC *Cost Recovery* lebih lanjut disarankan untuk mengevaluasi dan mempertimbangkan kembali bagi hasil antara pemerintah dan kontraktor agar keekonomian yang didapatkan lebih optimal. Dengan ditetapkan Peraturan Menteri ESDM No.08 Tahun 2017 kemudian direvisi menjadi Peraturan Menteri ESDM No.52 Tahun 2017 yang menunjukkan bukti konkrit pemerintahan untuk melindungi investasi agar *fairness* tetap terjaga. Sistem PSC *Gross Split* tidak semata mata menghilangkan kendali negara karena penentuan wilayah kerja, kapasitas produksi dan *lifting*, serta pembagian hasil masih berada dibawah kendali pemerintah. Pemerintah bersama KKKS menerima manfaat skema ini antara lain, *share pain-share gain* dan proses yang lebih

singkat. Serta perlunya dialog dengan semua *stakeholder* agar memberikan gambaran yang utuh tentang PSC *Gross Split*. Untuk memberikan pemahaman menyeluruh terhadap segala aspek diperlukan baik dari landasan hukum, nilai keekonomian, keberpihakan pada *mutual benefit* bagi kedua belah pihak antara pemerintah dan kontraktor, industri lokal, penguasaan teknologi, kompetensi sumber daya manusia Indonesia, sistem perpajakan, dan lain-lain. Pelaksanaan Kontrak Bagi Hasil *Gross Split* tidak berarti menghilangkan peran pemerintah, akan tetapi justru menjaga kedaulatan negara dengan tetap menjamin nilai-nilai keekonomian khususnya bagi para kontraktor.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR PUSTAKA

- Ariyon, M., & Dewi, E. K. (2018). Studi Perbandingan Keekonomian Pengembangan Lapangan Minyak Marjinal Menggunakan Production Sharing Contract. *Seminar Nasional Teknologi Dan Rekayasa*, 23–29.
- Audrey, P., & Kn, M. (2010). *No Title*. 79.
- Ayu, S., Rahayu, P., Anitasari, R. F., & Kusumaningtyas, R. F. (2020). *Sang Ayu Putu Rahayu*. 242–263.
- Dan, I., & Sosial, P. (2019). *CONTRACT AND OIL IN INDONESIA IN ISLAMIC FIKIH PERSPECTIVE AKAD MIGAS DI INDONESIA DALAM PERSPEKTIF FIKIH ISLAMI Prodi Ahwal Syakhshiyah STAI Al Hidayah Bogor Pasca Sarjana UIN Sunan Gunung Djati Bandung A . PENDAHULUAN Akad menjadi bagian barometer kekua*. 117–148.
- 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>
- Fisika, D., Matematika, F., Ilmu, D. a N., Alam, P., & Utara, U. S. (2016). *Universitas Sumatera Utara - Beranda*. 4–16. <https://www.usu.ac.id/id/>
- Guide, T. (2018). *Oil and Gas in Indonesia*. May.
- Hukum, F., & Utara, U. S. (2009). Tinjauan yuridis terhadap pelaksanaan sistem kontrak bagi hasil dalam industri perminyakan. *Universitas Stuttgart*.
- Husna, C. A. (2018). Strategi Penguatan Pengelolaan Bersama Minyak dan Gas Bumi di Wilayah Laut Strengthened Strategy of Joint Management Oil and Gas in the. *Jurnal Konstitusi*, 15(1).
- Irham, S., Sibuea, S. N., & Danu, A. (2018). The new management policy: Indonesian PSC-Gross split applied on CO2 flooding project. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 106(1). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/106/1/012108>
- Iskandar, Y., Juanda, B., & Johan, S. (2016). Determinan Fdi Industri Hulu Migas Di Indonesia Serta Dampaknya Periode Tahun 2003–2013. *Jurnal Aplikasi Bisnis Dan Manajemen (JABM)*, 2(1), 53–53. <https://doi.org/10.17358/jabm.2.1.53>

- Jumiati, W., Bekasi, K., Lama, K., & Selatan, J. (2018). *TANTANGAN KEEKONOMIAN KONTRAK BAGI HASIL GROSS SPLIT DAN COST RECOVERY . STUDI KASUS LAPANGAN GAS OFFSHORE DI SUMATERA BAGIAN UTARA (Economic Challenging for Gross Split and. 105–112.*
- Kementerian Keuangan. (2010). Pusat Kebijakan Ekonomi Makro Badan Kebijakan Fiskal Kementerian Keuangan Republik Indonesia. In *Kajian Ekonomi Keuangan* (Vol. 14, Issue 4).
- Maiti, & Bidinger. (1981). 濟無No Title No Title. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 53(9), 1689–1699.
- Nejati, M., & Bahmani, M. (2020). The economic impacts of foreign direct investment in oil and gas sector: A CGE analysis for iranian economy. *Energy Strategy Reviews*, 32(July), 100579. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100579>
- Nursalam, 2016, metode penelitian, & Fallis, A. . (2013). 濟無No Title No Title. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 53(9), 1689–1699.
- Permen No. 52 Th 2017.pdf.* (n.d.).
- Putuhena, M. I. F. (2015). POLITIK HUKUM PENGELOLAAN HULU MIGAS PASCA PUTUSAN MAHKAMAH KONSTITUSI (Politics of Law of Upstream Oil and Gas Management after the Constitutional Court Decision). *Jurnal Rechts Vinding*, 4(2), 237–253. http://rechtsvinding.bphn.go.id/artikel/ART_4_JRV_4.2_WATER.pdf
- Rahayu, S. A. P. (2017). Prinsip Hukum Dalam Kontrak Kerjasama Kegiatan Usaha Hulu Minyak Dan Gas Bumi. *Yuridika*, 32(2), 333. <https://doi.org/10.20473/ydk.v32i2.4774>
- Rahmawati, L. (2014). Pengelolaan Sumber Daya Migas Perspektif Islam. *Al-Qanun*, 17(1), 104–129. <http://jurnalsh.uinsby.ac.id/index.php/qanun/article/download/190/177/>
- Saragih, J. T., & Suwardi, E. (2015). Strategi Bersaing PT. Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk SBU Distribusi Wilayah I. *Jurnal Manajemen, Strategi Bisnis Dan Kewirausahaan*, 8(2), 109–120.

- Studi, P., Perminyakan, T., & Balongan, A. (2019). *Analisis Perhitungan Keekonomian Lapangan " X " West Java Basin Menggunakan Metode PSC (Production Sharing Contract)*. 3(2), 1–7.
- Tryono, F. Y. (2016). Serta Potensi Dan Tantangan Eksplorasi Migas. *Forum Teknologi*, 06(2).
- Undang Undang No. 8 Tahun 1971*. (1971). 1–21.
- Volta, G. D. M., & Kafabih, F. (2015). Reformulasi Sistem Bagi Hasil Melalui Kontrak Bagi Produksi Guna Mewujudkan Kedaulatan Migas. *Panggung Hukum*, 1(1).
https://www.academia.edu/download/49595370/isi_4_reformasi_bagi_hasil_migas_penulis_arif.pdf
- William, Kartoatmodjo, T., & Prima, A. (2017). Studi Kelayakan Keekonomian Pada Pengembangan Lapangan. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 273–278.