

**ANALISIS FLEKSIBILITAS *DOMESTIC MARKET*
OBLIGATION (DMO) DALAM KONTRAK KERJASAMA
MIGAS**

SKRIPSI

Diajukan Guna Penyusunan Skripsi Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

AGUNG AFRIALDI

193210856

PROGRAM STUDI TEKNIK PERMMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2022

**ANALISIS FLEKSIBILITAS *DOMESTIC MARKET*
OBLIGATION (DMO) DALAM KONTRAK KERJASAMA
MIGAS**

SKRIPSI

Diajukan Guna Penyusunan Skripsi Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

AGUNG AFRIALDI

193210856



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2022

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini disusun oleh:

Nama : Agung Afrialdi
NPM : 193210856
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Skripsi : Analisis Fleksibilitas *Domestic Market Obligation*
(DMO) Dalam Kontrak Kerja Sama Migas

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing 1 Muhammad Ariyon, S.T., M.T (.....)
Penguji I Idham Khalid, S.T., M.T (.....)
Penguji II Richa Melysa, S.T., M.T (.....)
Ditetapkan Pekanbaru
Tanggal 12 Agustus 2022

Disahkan Oleh:

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**

Novia Rita, S.T., M.T

PERNYATAAN KEASLIAN SKRIPSI

Dengan ini saya menyatakan bahwa Skripsi ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum didalam baik yang dikutip maupun tidak rujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh.

Pekanbaru, 12 Agustus 2022

Agung Afrialdi

NPM 193210856



KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Tuhan Yang Maha Esa atas Rahmat dan Karunianya serta Taufik dan limpahan ilmu dari -Nya saya dapat menyelesaikan Skripsi ini. Penulisan Skripsi 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 Skripsi ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan maupun di perusahaan. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terimakasih kepada:

- 1.Orang tua saya Nasril dan Erna Delita serta kakak saya Delny Gusryenti, Melisa Rahmadhani dan keluarga besar yang telah memberikan dukungan material maupun moral.
- 2.Bapak Muhammad Ariyon, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing seminar proposal dan Skripsi yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan Skripsi ini.
- 3.Bapak Idham Khalid, S.T., M.T. dan Ibuk Rycha Melysa, S.T., M.T. selaku dosen penguji proposal dan Skripsi yang telah menyediakan waktu, tenaga dan memberikan masukan dan arahan dalam terbentuknya skripsi ini.
- 4.Ibu Novia Rita, S.T., M.T. selaku Ketua Prodi Teknik Perminyakan.
- 5.Ketua serta sekretaris Prodi Teknik Perminyakan serta dosen-dosen yang sangat membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak saya sebutkan satu persatu.
- 6.Cyndi Yunkenedi Utam, selaku teman dekat saya yang telah memberikan motivasi, arahan, nasihat serta penyemangat selama menjalani proses pengerjaan skripsi ini.
7. Toni Dwi Setiawan, Alief Virga, Arie Minanda Putra, Aznil, Muhammad Ulin Nuha serta teman teman Akamigas Balongan dan teman teman Universitas Islam Riau yang sudah membantu saya dan mendukung saya secara moral.

Semoga Allah selalu melindungi dan membalas kebaikan semua pihak yang telah membantu saya. Semoga Skripsi ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 12 Agustus 2022

Agung Afrialdi



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN SKRIPSI	iii
KATA PENGANTAR	iv
DAFTAR ISI	vi
DAFTAR GAMBAR	viii
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR SINGKATAN	x
DAFTAR SIMBOL	xi
ABSTRAK	xii
BAB I	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	3
1.3 Manfaat Penelitian.....	3
1.4 Batasan Masalah.....	3
BAB II	4
2.1 Kegiatan Hulu Minyak dan Gas di Indonesia.....	5
2.2 Sistem Kontrak Bagi Hasil Di Indonesia	6
2.3 Sistem Kontrak Konsensi	9
2.4 Sistem Kontrak Karya.....	10
2.5 Sistem Kontrak PSC	11
2.5.1 PSC Generasi Pertama (1966 – 1975).....	11
2.5.2 PSC Generasi Kedua (1976 – 1988)	12
2.5.3 PSC Generasi Ketiga (1988 – Sekarang).....	12
2.6 Sistem Kontrak PSC <i>Gross Split</i>	18
2.7 Ketentuan Domestic Market Obligation Dalam Kontrak Bagi Hasil.....	18
2.8 Fleksibilitas DMO Dalam Kontrak Bagi Hasil Di Indonesia	20
2.9 <i>State Of The Art</i>	21
BAB III	25
3.1 Uraian Metodologi Penelitian.....	25

3.2	Diagram Alir	27
3.3	Prosedur Penelitian	28
3.3.1	Lokasi <i>Reservoir</i>	28
3.3.2	Data Yang Dibutuhkan	28
3.4	Jadwal Penelitian	31
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN		32
4.1	Rencana Pengembangan Lapangan	33
4.2	Data Produksi	33
4.3	Data <i>Capital</i> dan Data <i>Non Capital</i>	34
4.3.1	Data <i>Capital</i>	34
4.3.2	Data <i>Non Capital</i>	34
4.4	Kondisi Lapangan dan <i>Reservoir</i>	35
4.5	Analisa Keekonomian dengan <i>PSC Cost Recovery</i>	35
4.5.1	<i>The Calculation Of Flexibility DMO</i>	39
4.6	Analisa Sensitivitas	41
4.6.1	Sensitivitas NPV Pada Skema <i>PSC Cost Recovery</i>	41
4.6.2	Sensitivitas IRR Pada Skema <i>PSC Cost Recovery</i>	42
BAB V		43
5.1	Kesimpulan	43
5.2	Saran	43
DAFTAR PUSTAKA		44

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Jenis Kontrak Migas.....	8
Gambar 2.2 Aliran Pendapatan Berdasarkan Psc.....	9
Gambar 3.1 Diagram Alir Tugas Akhir	27
Gambar 3. 2 Peta Lokasi.....	28
Gambar 4. 1 <i>Oil Volume</i>	34
Gambar 4. 2 <i>Presentase</i> Fleksibilitas DMO dengan DMO <i>Holiday</i>	39
Gambar 4. 3 <i>Presentase</i> Fleksibilitas DMO	40
Gambar 4. 4 Sensitivitas NPV	41
Gambar 4. 7 Sensitivitas IRR.....	42

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Sistem Fiskal Migas Indonesia.....	13
Tabel 2.2 <i>State Of The Art</i>	21
Tabel 3.1 Data yang dibutuhkan	29
Tabel 3.2 Data Ekonomi.....	29
Tabel 3.3 Jadwal Kegiatan.....	31
Tabel 4. 1 Hasil Produksi Lapangan Minyak LT.....	33
Tabel 4. 2 <i>Reservoir Initial Condition</i> Lapangan LT.....	35
Tabel 4. 3 <i>Fiscal Terms</i> Skema Kontrak PSC <i>Cost Recovery</i>	36
Tabel 4. 4 Hasil Keekonomian PSC <i>Cost Recovery</i> dengan DMO <i>Holiday</i> 5 Tahun	37
Tabel 4. 5 Hasil Keekonomian PSC <i>Cost Recovery</i>	38
Tabel 4. 6 Nilai Fleksibilitas DMO Dengan DMO <i>Holiday</i>	39
Tabel 4. 7 Nilai Fleksibilitas DMO.....	40

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>Govenrment of Indonesia</i>
IRR	<i>Internal Rate of Return</i>
IC	<i>Investment Credit</i>
ICP	<i>Indonesian Crude Price</i>
MARR	<i>Minimun 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 FLEKSIBILITAS *DOMESTIC MARKET OBLIGATION* (DMO)
DALAM KONTRAK KERJASAMA MIGAS**

**AGUNG AFRIALDI
193210856**

ABSTRAK

Analisis Keuntungan Pengembangan Lapangan LT Berdasarkan Skema Kontrak Kerjasama PSC *Cost Recovery* Dengan Fokus Kepada *Domestic Market Obligation* (DMO). DMO adalah suatu kebijakan yang ada dalam sistem kontrak kerjasama PSC *Cost Recovery*, dimana kontraktor wajib memberikan dari bahagiannya atau disebut *contractor sharing* untuk memenuhi kebutuhan domestik minyak bumi di Indonesia yang mana di atur dalam PP Nomor 34 Tahun 2005, Pasal 46 Ayat (3). Pada penelitian lapangan LT ini untuk mengetahui fleksibilitas DMO dengan menggunakan DMO *holiday* dan tanpa DMO *holiday*, dan dengan nilai DMO pada 5%, 15%, dan 25% dengan *oil price*, yaitu 114 (*USD/BBL*). DMO menggunakan DMO *holiday* pada keadaan DMO 5% sebesar 7,697 MUSD. Pada DMO 15% sebesar 23,092 MUSD. Pada DMO 25% pemerintah akan menerima 31,547 MUSD. Serta pada DMO tanpa menggunakan DMO *holiday* dengan DMO 5% sebesar 14 MUSD. Pada DMO 15% sebesar 42 MUSD. Pada DMO 25% sebesar 70 MUSD. Ini merupakan hasil fleksibilitas DMO dalam kurun waktu 20 Tahun.

Kata kunci: Keekonomian Migas, Kontrak Kerjasama Migas, *Production Sharing Contract Cost Recovery*, *Oil Price*, *Domestic Market Obligation*.

**ANALYSIS FLEXIBILITY DOMESTIC MARKET OBLIGATION (DMO)
IN OIL AND GAS PRODUCTION SHARING CONTRACT**

AGUNG AFRIALDI
193210856

ABSTRACT

Analysis of Advantages of LT Field Development Based on the PSC Cost Recovery Cooperation Contract Scheme with a Focus on Domestic Market Obligations (DMO). DMO is a policy that exists in the PSC Cost Recovery cooperation contract system, where contractors are required to provide from their share or called contractor sharing to meet domestic oil needs in Indonesia which is regulated in PP Number 34 of 2005, Article 46 Paragraph (3). In this LT field research, to determine the flexibility of DMO using DMO holiday and without DMO holiday, and with DMO values at 5%, 15%, and 25% with an oil price of 114 (USD/BBL). DMO using DMO holiday at 5% DMO values 7,697 MUSD. At 15% DMO values 23,092 MUSD. At 25% DMO values 31,547 MUSD. And for DMO without using DMO holiday with 5% DMO values 14 MUSD. At 15% DMO values 42 MUSD. At 25% DMO values 70 MUSD. This is the result of the flexibility of the DMO within 20 years.

Key words: *Oil and Gas Economy, Oil and Gas Cooperation Contract, Production Sharing Contract Cost Recovery, Oil Price, domestic Market Obligation.*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Oil and gas bumi adalah suatu energi alam yang habis dipakai dan tak terbarukan serta memiliki penyebaran dan cadangan yang terbatas. Setiap negara termasuk Indonesia berusaha memperoleh keuntungan dari eksploitasi *oil and gas* bumi bersama mencocokkan konsep kewenangan menguasai dari negara pada kekayaan alam melalui kegiatan ekonomi. Hal ini sesuai dengan pengertian bahwa Produk-produk yang begitu penting bagi bangsa dan mempengaruhi hajat hidup untuk orang banyak harus dikuasai oleh bangsa dan negara, serta kekayaan alam yang ada di dalam bumi juga dikuasai oleh bangsa dan negara serta dipergunakan untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat. (Murbini, 2001).

Indonesia adalah salah satu negara yang mempunyai cadangan minyak bumi (migas). Hal itu menjadikan Indonesia sebagai pilihan *investor* untuk berinvestasi di bahagian migas. (Jumiati, 2018). Usaha hulu migas mewujudkan salah satu pilar perekonomian yang menolong negara baik secara ekonomi maupun sumber daya. Bidang usaha ini membutuhkan kesuksesan bertahun-tahun, risiko tinggi, ketidakpastian, profitabilitas, teknologi canggih, investasi besar, tetapi janji lain akan keuntungan besar. *contract* yang memiliki *value* adalah yang bisa menghasilkan sesuatu yang istimewa dimana dituangkan ke dalam *profit* negara. (Destriarsa, 2020).

Undang-Undang Dasar Negara Kesatuan Republik Indonesia mewajibkan negara menguasai sumber daya alam dan kekayaan yang terkandung di dalamnya, yang harus dipergunakan sebesar-besarnya untuk kemakmuran rakyat. Kekayaan alam yang ada di dalamnya meliputi sumber daya alam minyak dan gas bumi yaitu sumber daya tidak terbarukan. *Oil and gas* sendiri memiliki nilai yang sangat strategis untuk kepentingan masyarakat Indonesia sebagai sumber energi dalam negeri dan merupakan sumber pendapatan yang sangat penting bagi negara. (Meiza, 2009).

Industri migas adalah industri yang padat modal (*high cost*), teknologi yang tinggi (*high Technology*), dan memiliki risiko yang tinggi (*high risk*). Oleh sifatnya yang seperti itu, maka meskipun kekayaan migas adalah milik negara, perusahaan migas selalu dilakukan melalui kerjasama bersama kontraktor untuk berbagi risiko. Oleh karena itu *investor* dapat menentukan negara – negara yang dianggap serius dalam perusahaan dibidang eksplorasi dan eksploitasi. (Ariyon, 2012)

Indonesia menerapkan Kontrak Bagi Hasil untuk mengelola sumber daya alam *oil and gas*, adalah cara kerjasama yang mengacu pada pembagian produksi *oil and gas* dengan *presentase* tertentu. Kontrak Bagi Hasil menjadi salah satu konsep yang sejak tahun 1960 dijalankan oleh pemerintah akan meningkatkan hasil produksi minyak dan gas bumi serta kepastian hukum investasi pada sektor migas. (K Anggia, 2010).

Dasar perjanjian bagi hasil adalah prinsip pengaturan pembagian keuntungan dari eksplorasi dan pengembangan minyak antara badan pelaksana dan fasilitas tetap. (Silalahi, 2008). Dalam kontrak bagi hasil, terdapat aspek ekonomi keuangan yang berhubungan erat dengan bagi hasil produksi *oil* di Indonesia. Adapun aspek ekonomi keuangan berdampak nilai ekonomi dari prospek eksplorasi. Peraturan ini diatur dengan peraturan perundang-undangan mengenai kewajiban memasok minyak mentah ke pasar domestik (*duty in the domestic market*), pembayaran kembali beban usaha (*operating expensive*), penilaian minyak mentah (*valuation of crude oil*) dan penyetoran bonus. (K Anggia, 2010).

Domestic Market Obligation (selanjutnya disebut sebagai DMO) merupakan hal unik dan spesifik serta sangat penting termuat dalam kontrak bagi hasil. Hal ini dikarenakan bahwa pada saat pembentukan kontrak bagi hasil untuk pertama kalinya, minyak dan gas bumi adalah milik negara. Oleh sebab itu pengaturan tentang DMO menjadi hal penting serta harus ada dalam satu Kontrak Bagi Hasil Migas khususnya di Indonesia. (K Anggia, 2010).

1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk kalkulasi ekonomi yang akurat sangat dibutuhkan untuk mendorong kinerja institusi minyak dan gas dengan mengetahui prospek ekonomi untuk operasi hulu migas.

1. Untuk mengetahui nilai fleksibilitas *domestic market obligation* pada keadaan DMO 5%, 15%, dan 25% dengan DMO *holiday* 5 tahun.
2. Untuk mengetahui fleksibilitas DMO pada keadaan 5%, 15%, 25%, dan tidak menggunakan DMO *holiday*.

1.3 Manfaat Penelitian

Hasil dari penelitian ini di harapkan dapat menjadi landasan dalam pengembangan media pembelajaran baik itu untuk penulis dan juga pembaca di kemudian hari tentang kontrak kerja sama migas di mana di fokuskan dalam aspek fleksibilitas *domestic market obligation* dalam kontrak kerja sama migas.

1.4 Batasan Masalah

Hasil yang diperoleh dalam penelitian ini agar mendapatkan hasil yang baik maka tujuan dilakukan penelitian ini dibatasi agar tidak menyimpang adapun aspeknya yaitu *Domestic Market Obligation* diterapkan dalam kontrak bagi hasil.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Dunia ini diciptakan Allah SWT penuh dengan kesempurnaan dimana Allah menciptakan manusia untuk hidup berdampingan di bumi. Dimana bumi ini sangat sempurna diciptakan untuk keberlangsungan hidup manusia. Allah menciptakan sumber daya yang ada di bumi sangat kaya yang bisa digunakan sama manusia demi keberlangsungan hidup dan tumbuh di bumi. Dimana kekayaan sumber daya alam ini bersifat terbaharukan seperti hewan dan tumbuhan sedangkan ada juga sumber daya alam yang tidak dapat di perbaharui yaitu seperti barang tambang dan mineral dimana di dalamnya termasuk minyak dan gas bumi.

Konsep pengelolaan energi alam khususnya *oil and gas*. Seluruh sumber daya alam ditundukkan oleh Allah dan manfaatnya diberikan untuk manusia. Sebagaimana ada pada Firman Allah yang artinya “ Dan (Dialah) yang menundukkan untuk kalian apa yang ada dilangit dan yang ada di bumi.” (QS. Al-Jatsiyat:13). 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 L, 2014).

Survei data menunjukkan bahwasanya Indonesia masih sangat memiliki potensi migas yang besar (Yudi, 2016). Oleh karena itu potensi migas yang besar di Indonesia serta kenaikan kebutuhan domestik pada migas pemerintah Pemerintah dalam hal ini membuat suatu kebijakan dengan sistem kontrak kerja sama yang bisa menarik pada operasi industri hulu migas.(Iskandar, 2016).

2.1 Kegiatan Hulu Minyak dan Gas di Indonesia

Berdasarkan UU No. 22 Tahun 2001 akan *oil and gas*, proses usaha hulu yaitu kegiatan usaha yang didasarkan atau berasal dari kegiatan usaha eksplorasi dan eksploitasi. Eksplorasi yaitu proses yang bertujuan untuk mendapatkan informasi tentang kondisi geologi guna menemukan dan memperoleh cadangan minyak dan gas bumi di suatu wilayah kerja yang ditetapkan. Lalu Eksplorasi yaitu proses kegiatan yang gunanya untuk mengekstraksi minyak dan gas bumi, seperti pengeboran dan sumur, pembangunan sarana transportasi, penyimpanan dan pengolahan untuk pemisahan dan pemurnian minyak dan gas bumi di lapangan. Dan kegiatan pendukung lainnya . (K Anggia, 2010).

Minyak dan Gas Bumi (migas) adalah salah satu jenis energi alam yang merupakan sumber energi dan sumber devisa bagi negara Indonesia. Kegiatan pengelolaan bisnis migas di Indonesia digolongkan pada 2 kegiatan utama (*core bussines*) ialah bisnis hulu migas (*upstream*) dan bisnis hilir migas (*down-stream*) (Kurniawan & Amir Hidayat, 2017). Kegiatan hulu minyak dan gas bumi itu merupakan industri *high cost* dan berisiko tinggi. Hal ini menyebabkan operasi usaha hulu minyak dan gas bumi di negara berkembang dituntut untuk Berinvestasi dalam kemitraan antara pemerintah sebagai sumber daya minyak dan gas dan perusahaan swasta multinasional yang menyediakan dana, teknologi dan peralatan yang dibutuhkan untuk mengembangkan sumber daya ini ketika mereka berisiko tinggi tetapi juga mungkin menguntungkan. (K Anggia, 2010).

Pada pelaksanaan kegiatan hulu migas, kerjasama migas di dunia dibagi atas Konsesi, KBH, dan kerjasama lain. Sebelum hidrokarbon dieksplorasi dari dalam tanah, konsepnya secara umum adalah milik negara, apapun jenis kontraknya baik dalam Konsesi maupun Kontrak Karya, negara terus mengurus hak eksplorasi eksklusif, hak pengembangan dan produksi eksklusif untuk Kontraktor pada penemuan komersial. (K Anggia, 2010).

2.2 Sistem Kontrak Bagi Hasil Di Indonesia

kontrak Kerja Sama yaitu perjanjian bagi hasil atau bentuk perjanjian kerja sama lainnya dalam kegiatan eksplorasi dan pertambangan yang lebih menguntungkan bagi negara dan hasilnya dipergunakan terutama untuk kepentingan rakyat. (Sari Ika, 2021).

konsep bagi hasil adalah prinsip pengaturan pembagian keuntungan dari produksi dan eksplorasi minyak dan gas bumi antara badan eksekutif dan perusahaan permanen. Bagi hasil ini dinegosiasikan antara kedua belah pihak dan biasanya dicatat dalam perjanjian bagi hasil. (Lumbantobing, 2018).

Selama Pengelolaan aktivitas bisnis hulu migas memakai sistem kontrak, sedangkan pengelolaan aktivitas bisnis hilir migas dilaksanakan melalui izin bisnis. Penggunaan sistem *contract* pada aktivitas bisnis hulu menyebabkan kekhasan tersendiri menggunakan banyaknya risiko serta keterbatasan yang dimiliki oleh pihak pemerintah menjadi salah satu kontraknya sampai berada dalam ranah aturan privat serta publik.. (Rahayu, 2017).

Industri Hulu Migas, dikelola dalam bentuk Kontrak Bagi Hasil, sedangkan asas tentang pengelolaan migas di Indonesia sebenarnya telah dirancang sejak lama. Gagasan Kontrak Bagi Hasil dicetuskan oleh Bung Karno yang terinspirasi dari praktik - praktik yang berlaku dalam pengelolaan pertanian di Jawa, di mana sebagian besar petani (*Marhaen*) bukan pemilik sawah. Petani memperoleh pendapatan dari bagi hasil (*paron*), sedangkan pengelolaan ada di tangan pemiliknya. (Arifin & Hidayat, 2021).

Saat ini sistem kontrak yang dipakai di Indonesia yaitu model Kontrak Bagi Hasil (*Production Sharing Contract*) dimana berarti produksi dibagi berlandaskan *presentase* tertentu yang disepakati. Selain itu pengendalian Dengan kontrak kerja sama ini mendemonstrasikan penggunaan sistem kontrak multitafsir dalam penanganan pengelolaan migas. (Volta & Khabib, 2015).

Dalam *Production Sharing Contract* (PSC), pengelolaan ada di tangan pemerintah, kontraktor sebagai operator yang memiliki kewajiban setiap kali ingin mengembangkan lapangan harus menyampaikan POD (*Plan of Development*) atau perencanaan pembangunan, WP&B (Program Kerja dan Anggaran) atau program kerja dan pendanaan dan AFE (Otorisasi Pengeluaran) atau otorisasi pengeluaran agar pengeluaran dapat dikendalikan. (Arifin & Hidayat, 2021).

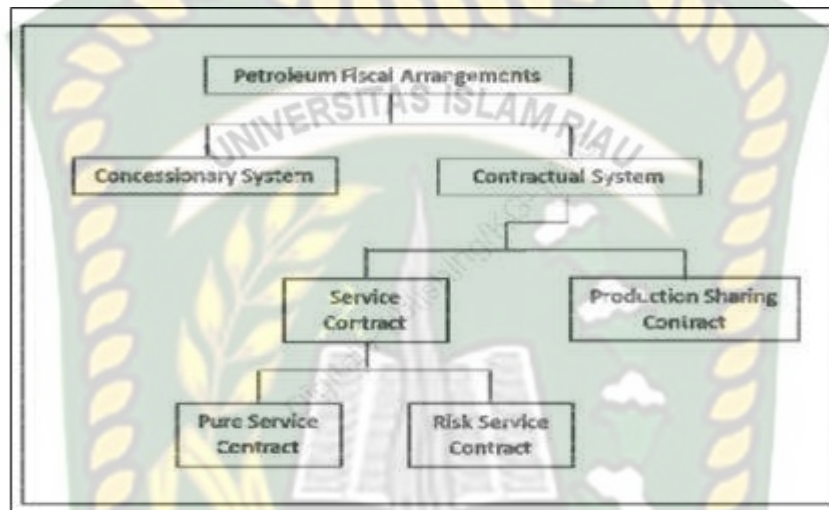
Perjanjian bagi hasil didasarkan pada prinsip-prinsip yang mewakili implementasi filosofi kewirausahaan minyak dan gas. Prinsip-prinsip kontrak bagi hasil adalah sebagai berikut:

- a) Metode pembagian berlandaskan hasil produksi.
- b) Wewenang tata usaha ada pada Pertamina.
- c) Segala *tools*, media dan fasilitas yang dibeli lalu dibangun untuk operasi menjadi hak Pertamina.
- d) Pertamina memiliki wewenang untuk menentukan pengembalian biaya operasi.
- e) Kontraktor menerima resiko kehilangan biaya operasi.
- f) Kepunyaan akan mineral tetap di tangan Negara sampai titik penyerahan. (Fajri, 2020).

Cost recovery yaitu penggantian biaya eksplorasi dan pengembangan migas dari pemerintah untuk kontraktor yang bekerja sama (KKKS). *Cost recovery* itu dilunasi dalam suatu bentuk produksi minyak dan gas bumi yang dinilai dengan menggunakan harga rata-rata tertimbang (WAP), yaitu harga rata-rata tertimbang yang dikalkulasi berdasarkan nilai *lifting* selama satu tahun dibagi jumlah *unit lifting* selama periode yang serupa. (Shobah et al., 2015).

ketentuan *contract* Kerjasama Bagi Hasil yang diartikan *production sharing* yaitu bentuk kolaborasi dengan sistem bagi *output* antara perusahaan negara dengan

perusahaan asing yang sifatnya kontrak. Jika kontrak telah habis maka mesin-mesin yg dibawah pihak asing permanen berada pada Indonesia. Kerjasama ini adalah suatu bentuk kerjasama kredit luar negeri (*commercial loans*) dimana pembayaran dilakukan menggunakan cara bagi *output* terhadap produksi yang didapatkan perusahaan. (Sondakh, 2017).

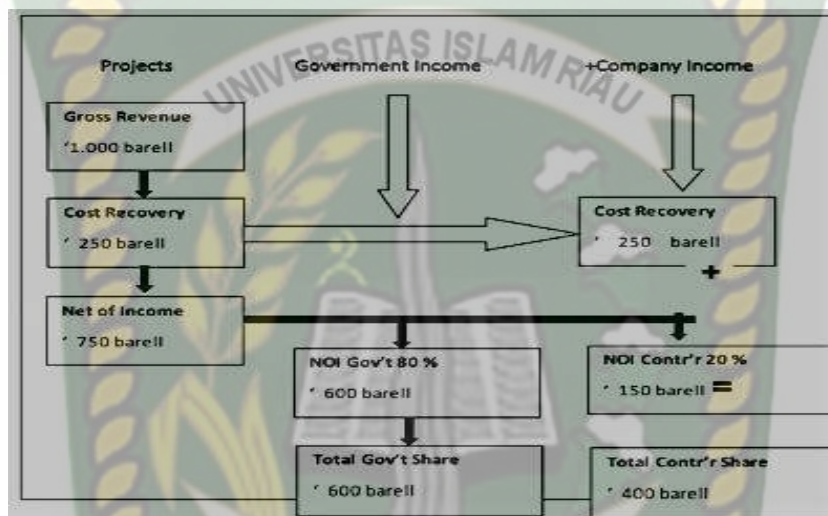


Gambar 2.1 Jenis Kontrak Migas

Ketentuan kontrak dibagi menjadi ketentuan PSC dan kontrak layanan. Kontrak layanan adalah kontrak antara pemerintah dan kontraktor, yang bertindak sebagai pembayar kegiatan eksplorasi dan pengembangan, tetapi semua produksinya adalah milik pemerintah. Namun, ketentuan dapat diatur dalam sistem kontrak kerja untuk memungkinkan kontraktor membeli kembali sejumlah produk dengan harga saat ini. Kontrak layanan dapat dibagi menjadi dua area yaitu kontrak layanan saja dan kontrak layanan risiko. (Kesumaputri & Irham, 2015).

Di Indonesia sejak berlakunya Undang-Undang Nomor 8 Tahun 1971 dikenal dengan istilah *Production Sharing Contract* (PSC), dimana penerimaan yang diterima oleh perusahaan minyak dan gas bumi tidak secara langsung merupakan hasil perkalian produk dengan harga. Karena pada dasarnya perusahaan-perusahaan ini tidak memiliki minyak, dan mereka mendapatkan biaya yang meliputi *cost recovery* dan bagian kontraktor dari keuntungan minyak. Di

beberapa PSC, biaya modal disusutkan dan jumlah penyusutan dapat dikembalikan atau diambil dari pendapatan. Pendapatan setelah dikurangi biaya yang dapat diperoleh kembali disebut minyak keuntungan yang harus dibagi antara pemerintah dan kontraktor. Perusahaan mendapatkan *fee* sebagai kompensasi usaha migas yaitu dari *cost recovery* dan *split of profit oil* sedangkan pemerintah akan menerima sisanya. (Arifin & Hidayat, 2021).



Gambar 2.2 Aliran Pendapatan Berdasarkan Psc

Dalam contoh yang diasumsikan dalam distribusi produk, pendapatan kotor berjumlah 1.000 barel dengan *cost recovery* 250 barel. Pada titik pendapatan yang diterima perusahaan adalah 1.000 barel. Pendapatan bersih yang tersedia untuk pemerintah dan perusahaan adalah 750 barel. Dengan asumsi pembagian antara pemerintah dan perusahaan adalah 80:20, pemerintah akan mendapatkan 600 barel minyak mentah dan perusahaan akan mendapatkan 150 barel minyak mentah. (Arifin & Hidayat, 2021).

2.3 Sistem Kontrak Konsensi

sistem konsesi di Indonesia diterapkan sejak jaman Belanda, dengan diundangkannya Indische Mijnwet tahun 1889. Konsesi adalah perjanjian antara kontraktor dan negara yang memiliki atau memegang izin eksplorasi minyak dan gas, dan kontraktor mengeksplorasi minyak dan gas jika berhasil kontraktor boleh

memasarkan *oil and gas* tanpa mengikut sertakan negara yang memberi konsensi pada manajemen aktivitas. Menurut elementer konsesi bisa diartikan menjadi license buat melaksanakan upaya pertambangan minyak dan gas bumi. Diberikan oleh negara kepada kontraktor untuk memenuhi kewajiban tertentu. Dengan konsesi, Kontraktor menjadi pemilik dari hidrokarbon yang diproduksi dengan kewajiban membayar royalti pada bentuk fisik (minyak atau gas) atau pada bentuk tunai, pada saat *hidrocarbon* dikeluarkan dari dalam tanah dan melalui kepala sumur. Melalui sistem ini, Kontraktor mempunyai instalasi sampai kontraknya berakhir. Pada kontraknya berakhir, instalasi diberikan untuk negara tanpa kompensasi oleh Kontraktor. Negara bebas menggunakannya, jika masih berguna secara ekonomi. Pada Konsesi, negara memperoleh hasil melalui bonus (penandatanganan atau produksi), fee permukaan, royalti atas produksi, pajak atas pendapatan, dalam beberapa kasus, pajak kelebihan keuntungan. (K Anggia, 2010).

Sistem ini mengandung beberapa kelemahan seperti tidak mampuan pemerintah untuk punya wewenang ikut andil pada aktivitas perusahaan migas, pemerintah tidak bisa mengatur kebijakan pembinaan, tidak ada kemajuan sumber daya manusia (SDM) Indonesia serta pengalihan teknologi. Meskipun begitu, kelemahan tersebut bisa ditutupi melalui usaha patungan dan melakukan training. (K Anggia, 2010).

2.4 Sistem Kontrak Karya

Penjelasan kontrak karya menjadi satu bentuk upaya kerjasama antara penanaman modal asing dan modal dalam negeri timbul apabila penanam modal asing dan badan hukum tersebut mengadakan perjanjian kerjasama dengan badan hukum dengan modal dalam negeri. Bentuk kerjasama kontrak karya ini hanya dapat ditemukan dalam perjanjian kerjasama antara Badan Usaha Milik Negara (BUMN) berikut ini: Kontrak karya antar PN. Pertamina, PT. Caltex International Petroleum yang berbasis di Amerika Serikat. (Bobby, 2016).

2.5 Sistem Kontrak PSC

PSC dimulai di Indonesia pada tahun 1966 antara Pertamina dan IIAPCO, dan kontrak serupa dibuat di Peru 1971. Lalu banyak negara mengadopsinya termasuk negara pengekspor minyak: Indonesia, Mesir, Malaysia, Suriah, Oman, Angola, Gabon, Libya, Qatar, Cina, Aljazair dan Tunisia. (Arifin & Hidayat, 2021).

Skema PSC ada karena negara-negara agar tidak pasif dan memiliki peran nasional yang besar dalam mengawasi aktivitas operasi migas. konsep bagi hasil adalah konsep-konsep yang menata pembagian hasil yang diperoleh dari eksploitasi dan eksplorasi *oil and gas* antara badan pelaksana bersama badan usaha tetap. Pembagian hasil ini dibicarakan antara kedua belah pihak lalu biasanya dituangkan dalam *Production Sharing Contract* (Kontrak Bagi Hasil). (William Kartoatmodjo T & Prima A, 2017).

Cost recovery caps diimplementasikan dalam bentuk *First Tranche Petroleum* (FTP), yaitu 10% dari total produksi migas, untuk memastikan pemerintah menerima hasil produksi migas sebelum membagikan hasilnya. Pembatasan *cost recovery* dapat memiliki dua implikasi bagi industri minyak dan gas negara. Batas *cost recovery* yang tepat akan lebih efektif dan efisien dalam hal penerimaan negara. Kedua, pembatasan *cost recovery* dapat menjadi penghambat perkembangan investasi di sektor migas yang cenderung stagnan. (Shobah et al., 2015).

2.5.1 PSC Generasi Pertama (1966 – 1975)

Ajaran-ajaran PSC Generasi 1 adalah sebagai berikut:

- a. Industri *oil and gas* berlangsung menjadi kontraktor Pertamina.
- b. Pertamina sebagai kepala tertinggi dalam semua aktivitas manajemen kontraktor.
- c. Maksimum perolehan per tahun bagi *Cost Recovery* dibatasi besarnya 40%.

Rancangan *production sharing contract* yaitu dasarnya dikembangkan di negara berkembang yang mengalami peningkatan sensitifitas nasionalisme oleh sumber-sumber daya alam akan tetapi memiliki keterbatasan dalam sisi *cost* dan teknologi untuk melaksanakan aktivitas eksplorasi dan eksploitasi minyak bumi. Pemerintah selamanya dijamin mendapat minimal 39% dari total produksi setiap tahun. Pada tahun 1973-1974, ketika krisis minyak melanda sebagai akibat dari Perang Timur Tengah dan harga minyak melonjak, pemerintah memutuskan untuk berdialog kembali bersama kontraktor dan akhirnya membentuk PSC generasi kedua (Muhammad, 2009).

2.5.2 PSC Generasi Kedua (1976 – 1988)

Kelahiran PSC generasi kedua dipicu oleh krisis minyak dan kurangnya dari segi perpajakan. Pemerintah menerima 65% dengan pajak dari kontraktor. Saat itu, *Internal Revenue Service* (IRS) menolak untuk melegalkan pajak yang dibayarkan oleh kontraktor melalui Pertamina sebagai pengurangan pajak, sehingga kontraktor minyak dan gas AS menghadapi risiko pajak berganda.. (Putuhena, 2015).

2.5.3 PSC Generasi Ketiga (1988 – Sekarang)

Tidak ada jaminan penerimaan pemerintah dan tidak ada *cost recovery cap* untuk *production sharing contract* generasi ke-2 yang mendasari pembentukan *production sharing contract* generasi ke-3. Sementara itu, harga minyak cenderung turun. Jumlah uang yang sangat dibutuhkan untuk melunasi biaya (*cost recovery*). Hal ini dapat terjadi karena biaya yang dikeluarkan perlu didasarkan pada jumlah yang diumumkan, tetapi karena harga minyak turun, jumlahnya akan lebih tinggi dari yang diperkirakan semula. Artinya semakin rendah harga minyak dan semakin tinggi biaya operasi, semakin sedikit minyak yang ada. Dalam situasi buruk seperti itu, volume produksi digunakan sebagai pengganti biaya produksi. (Kusrini & Muchlas, 2019).

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 yang perlu diketahui dalam skema PSC *cost recovery* yaitu sebagai berikut:

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*.

$$FTP = \text{Gross revenue} \times 20\%$$

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:

$$\text{Tax} = \% \text{ Tax Government} * \text{Taxable Income}$$

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.

6) Struktur Biaya

Biaya operasi yang dapat diganti oleh pemerintah mencakup biaya noncapital 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.

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 utilitasi penunjang, dan barang gerak produksi. Mekanisme *cost recovery* nya dilakukan melalui metode depresiasi dengan durasi yang ditentukan dalam setiap PSC.

9) 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:

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*.

10) *Investment Credit*

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

11) *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.

12) 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). Seluruh indikator tersebut dapat menilai tingkat kelayakan suatu proyek secara obyektif sehingga pemerintah pada akhirnya dapat memutuskan layak atau tidaknya proyek tersebut dilaksanakan.

a) *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 rumus :

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

Dimana:

t= *the time of the cash flow*

i= *the discount rate*

R_t=*the net cash flow inflow-cash outflow*

b) *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 > Bunga Pinjaman maka proyek dikatakan layak, namun apabila IRR > *Discount Rate* (MARR) maka proyek tidak layak untuk dilaksanakan. Secara umum IRR dapat ditentukan dengan cara interpolasi saat variabel yang ada telah terpenuhi.

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

c) *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 Sistem Kontrak PSC Gross Split

Production sharing contract cost recovery sejauh ini menjadi acuan bagi kontraktor yang beroperasi di Indonesia perlu dikaji ulang oleh pemerintah. Adanya *cost replacement* dalam kontrak migas seringkali menjadi kontroversi. Saling tidak percaya antara kontraktor dan pemerintah yang diwakili oleh Satuan Tugas Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK Migas), sangat mungkin terjadi saat menentukan tingkat *cost recovery*. Pemerintah mulai menerapkan KKS *Gross Split* pada awal tahun 2017 dengan menetapkan Peraturan Menteri No. 8 Tahun 2017. Hal ini kemudian diubah 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.

2.7 Ketentuan Domestic Market Obligation Dalam Kontrak Bagi Hasil

Dalam Kontrak Bagi Hasil (KBH) diatur mengenai aspek keuangan dalam kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi. Pengertian aspek keuangan dalam hal ini adalah Peraturan yang mempengaruhi *value* keekonomian satu lahan penggalan eksplorasi. Peraturan ini diatur dalam undang-undang tentang kewajiban memasok minyak mentah ke pasar dalam negeri (*duty in the domestic market*), pembayaran kembali beban usaha (*recovery of costs*), penilaian minyak mentah dan penyeteroran bonus. (K Anggia, 2010).

Secara hukum, DMO diatur dalam Pasal 1 angka (5) Peraturan Menteri Keuangan Nomor 56/PMK.02/2006 Tentang Tata Cara Pembayaran Domestic Market Obligation *Fee* dan *Over* atau *Under Lifting* di Sektor Minyak dan Gas Bumi. Pengertian DMO berdasarkan pasal ini Merupakan kewajiban perusahaan

atau fasilitas untuk memasok sebagian minyak dan gas bumi dari bagiannya kepada negara melalui badan pelaksana sebagai bagian dari penyediaan minyak dan gas bumi untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri yang diatur dalam Perjanjian Kerjasama . Jumlah yang diserahkan besarnya ditetapkan secara merata terhadap seluruh Kontraktor yang beroperasi di Indonesia yaitu sebesar 25% dari *share* atau bagian Kontraktor yang didapat pada tahun yang bersangkutan. Minyak bumi yang diserahkan sebagai DMO diambil dari bagian Kontraktor, sedangkan untuk gas diambil dari perkiraan keseluruhan produksi. Ketentuan sistem DMO ini termasuk dalam Kontrak Kerja Sama yaitu Kontrak Bagi Hasil (KBH) berdasarkan ketentuan UU Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi (UU MIGAS 2001). (K Anggia, 2010).

Kewajiban akan pemenuhan kebutuhan dalam negeri sudah mendapat perhatian khusus oleh Pemerintah. Pengaturan tentang DMO tersebut diatur lebih rinci dalam KBH dari KBH generasi pertama sampai dengan generasi keempat. Awal mula pengaturan DMO yang rinci dan lebih jelas dalam suatu kontrak adalah sejak PSC pertama dikeluarkan, banyak *cost recovery* lebih besar dari produksi minyak mentah yang dihasilkan oleh Kontraktor. Hal ini menyebabkan Pemerintah Indonesia tidak mendapatkan apa-apa dari produksi minyak mentah tersebut, padahal berdasarkan pada Pasal 33 ayat (2) dan (3) UUD 1945 hasil produksi dari cabang-cabang produksi yang penting bagi negara harus digunakan untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat termasuk dalam hal ini adalah minyak mentah. Oleh sebab itu, munculah kewajiban DMO yang mana tidak bersifat gratis dengan tujuan untuk menarik investor. Dalam naskah KBH generasi pertama (1966-1977) yang diawali dengan KBH pertama yaitu pada bulan Januari 1967 yang mana para pihaknya adalah IIAPCO sebagai Kontraktor bekerjasama dengan Pertamina dalam suatu KBH. (K Anggia, 2010).

2.8 Fleksibilitas DMO Dalam Kontrak Bagi Hasil Di Indonesia

Pada KBH generasi pertama ini terdapat batasan terhadap *cost recovery* yang mana dibatasi sampai 40% dari total pendapat per tahun. Pembatasan ini dilakukan dengan tujuan agar Pemerintah Indonesia tetap mendapatkan bagian dari produksi minyak mentah sebagai pemenuhan Pasal 33 ayat (2) dan (3) UUD 1945. Hal ini terkait pula dengan DMO yang mana Kontraktor diwajibkan untuk menyerahkan 25% (dua puluh lima persen) bagian produksinya untuk kebutuhan dalam negeri dengan harga 0,2 USD/bbl. (Mahmud, 2000).

Kemudian pada KBH generasi kedua yaitu pada tahun 1978-1987, *cost recovery* sudah tidak dibatasi. Kontraktor tetap diwajibkan menyerahkan 25% (dua puluh lima persen) dari bagian produksinya tetapi terdapat suatu insentif yaitu pada 5 (lima) tahun pertama DMO tersebut dibayar sesuai dengan harga minyak mentah yang berlaku dipasar, selanjutnya baru dihargai oleh Pemerintah sebesar USD 0,2 *sen/bbl*. (Mahmud, 2000).

Pada KBH generasi ketiga yaitu pada tahun 1988-2001, DMO masih diperuntukkan untuk minyak mentah. Dalam KBH generasi ketiga ini, DMO tetap ditetapkan sebesar 25% (dua puluh lima persen) *persentase* minyak mentah dipasok kepada negara atas penentuan *full price* pada lima tahun pertama dan selanjutnya crude oil yang harus diserahkan ke negara itu dibayarkan sepuluh persen dari harga normal. Tetapi terdapat cara penghitungan yang berbeda dari KBH naskah-naskah generasi sebelumnya. Dalam naskah generasi sebelumnya, DMO mulai dihitung setelah total produksi dikurangi dengan *cost recovery*. Tetapi karena pada KBH generasi ketiga ini diperkenalkan *First Tranche Petroleum* (FTP) yang merubah rumusan bagi hasil, maka DMO baru dihitung setelah total produksi dikurangi dengan FTP dan *cost recovery*. (Mahmud, 2000).

Pada naskah KBH generasi keempat yaitu sejak tahun 2002 hingga saat ini, ketentuan DMO tidak hanya berlaku bagi minyak mentah saja tetapi berlaku pula bagi gas bumi. Dalam KBH generasi keempat pengaturan DMO *pada crude oil and gas* bumi tersebut dipisahkan karena perbedaan mekanisme. Pengaturan DMO pada naskah KBH generasi keempat tunduk pada UU Nomor 22 Tahun

2001 tentang Minyak dan Gas Bumi yang mana besaran DMO yang dipasok adalah maksimum 25% (sudah diperbarui dengan MK No. 002/PUU-I/2003 tanggal 21 Desember 2004 menjadi 25%). (Mahmud, 2000).

Domestic Market Obligation (DMO) merupakan kewajiban Kontraktor untuk memenuhi kebutuhan minyak dan gas bumi dalam negeri. DMO ini bereperan sangat penting mengingat pada dasarnya, kuasa pertambangan minyak dan gas bumi ada di tangan Pemerintah Indonesia dan sudah sepatutnya hasil produksi pertambangan tersebut, yang diusahakan di Indonesia, digunakan untuk rakyat Indonesia itu sendiri. sesudah UU Nomor 22 Tahun 2001 ini diatur tidak saja mengenai DMO untuk minyak mentah tetapi juga mengatur DMO untuk gas bumi. DMO untuk gas bumi ini diberikan saat setiap adanya cadangan baru dari gas bumi dalam periode waktu yang efektif yang mana produksinya dapat dinyatakan komersial, Kontraktor harus melakukan kewajibannya yaitu untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri akan gas bumi tersebut. Dalam hal ditemukannya cadangan gas bumi yang baru dalam waktu efektif, Kontraktor wajib untuk memberitahukan kepada Pemerintah Indonesia atas ditemukannya cadangan gas bumi tersebut. (K Anggia, 2010).

2.9 State Of The Art

Sebagaimana referensi penelitian terdahulu yang akan digunakan sebagai referensi atau patokan pada penelitian ini dimana secara garis besar sejalan dengan penelitian ini guna menghindari pengulangan penelitian yang sama dapat dilihat pada tabel 2.1 berikut ini.

Tabel 2.2 *State Of The Art*

No	Judul penelitian	Skala pengujian	Metode	Hasil
1.	Tinjauan yuridis ketentuan <i>Domestic Market</i>	Lapangan	Dalam kontrak bagi Mengatur kewajiban	Ketentuan DMO diatur dalam UU No. 22 tahun 2001 tentang minyak

<p><i>Obligation</i> dalam kontrak bagi hasil di Indonesia (K Anggia, 2010)</p>	<p>mengenai penyerahan minyak mentah untuk pasar domestik (<i>domestik market obligation</i>), Pengembalian biaya (<i>cost recovery</i>).</p>	<p>dan gas bumi dimana kontraktor wajib memberikan 25 % dari pendapatan kontraktor untuk memenuhi kebutuhan domestik minyak mentah di Indonesia.</p>	
<p>2. Analisis keekonomian pada lapangan n blok g dengan model ekonomi <i>production sharing contract cost recover</i> (Kalingga., 2020)</p>	<p>Lapangan</p>	<p>Model keekonomian PSC <i>Cost Recovery</i> merupakan perhitungan pengembalian biaya produksi Pemerintah kepada Kontraktor setelah melalui beberapa perhitungan seperti <i>Tax</i>, DMO, dan <i>First Tranche Petroleum</i> (FTP) dengan menggunakan data Lapangan N Blog G</p>	<p>Melalui hasil perhitungan yang dilakukan didapatkan NPV@10%, IRR, POT, dan DPI untuk <i>Cost Recovery</i> secara berurutan sebesar 112,838 M\$, 18 %, 6.44 Tahun.</p>

- | | | |
|---|--|--|
| <p>3. Analisis <i>cost recovery</i> pada lapangan <i>production sharing contract</i> (Arifin & Hidayat, 2021)</p> | <p>Menggunakan metode kualitatif dengan pendekatan deskriptif analitis berdasarkan studi kasus.</p> | <p><i>Cost Recovery</i> adalah cara kontraktor menutup biaya eksplorasi, pengembangan, dan operasi dari pendapatan kotor. Mekanisme pemulihan biaya adalah salah satu fitur paling umum dari PSC. <i>cost recovery</i> hanya akan dilakukan jika ditemukan cadangan komersial.</p> |
| <p>4. Studi kebijakan migas di lapangan di Indonesia (Ariyon, 2012)</p> | <p>melakukan pengumpulan data sekunder, selanjutnya melakukan analisis data deskriptif kualitatif, analisis komparatif, dan melakukan rekomendasi kebijakan.</p> | <p>Sepanjang sejarah perusahaan minyak di Indonesia dapat dikelompokkan menjadi empat periode. Aspek dan kebijakan yang penting dalam pelaksanaan pengelolaan</p> |

ekonomi migas
adalah: hak
kepemilikan, hak
pengelolaan,
kebijakan fiskal,
kebijakan ekspor
dan impor,
kebijakan
administrasi,
kebijakan
penembangan
wilayah dan
kebijakan
lingkungan.



Dokumen ini adalah Arsip Miilik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB III

METODELOGI PENELITIAN

3.1 Uraian Metodologi Penelitian

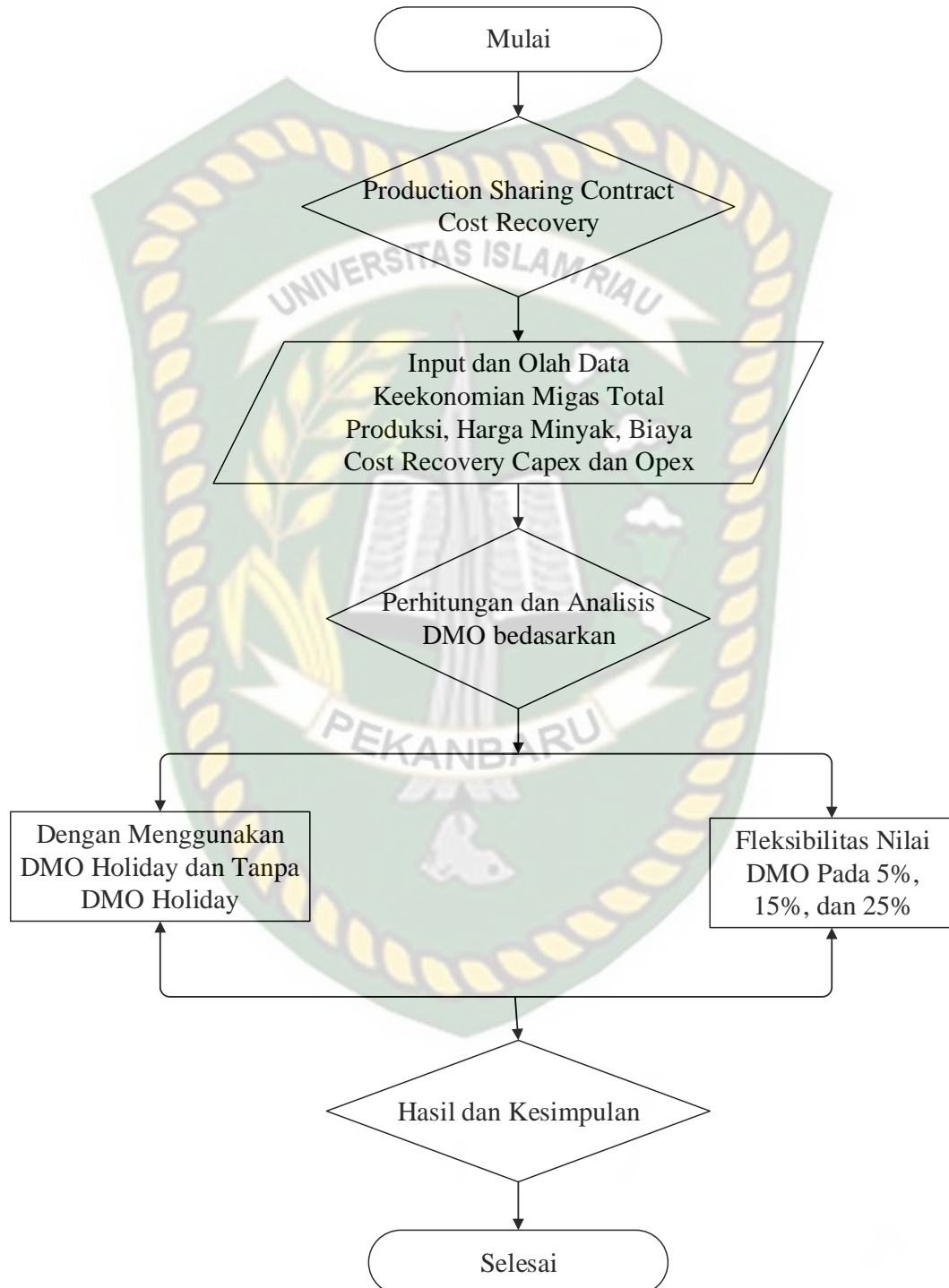
Dalam Kontrak Bagi Hasil (KBH) diatur mengenai aspek keuangan dalam kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi. Pengertian aspek keuangan dalam hal ini adalah Peraturan yang mempengaruhi *value* keekonomian pada lahan eksplorasi. Ketentuan ini diatur dari segi hak dan kewajiban, yaitu kewajiban untuk memasok minyak mentah ke pasar dalam negeri (*domestic market obligation*) dan pembayaran kembali biaya operasional (*cost recovery*).

Filosofi *domestic market obligation* ini lahir di Indonesia mengacu pada kontrak kerja sama migas yang terdahulu, dimana pada sistem kontrak konsesi masa hindia belanda yang mengatur hak eksplorasi dan eksploitasi sepenuhnya milik kontraktor dan negara hanya menerima *royalty* dari kontraktor. Setelah itu lahirlah kontrak karya saat Indonesia menetapkan UU No. 40 Tahun 1960 tentang pertambangan minyak dan gas bumi. Regulasi ini mengatur bahwa sumber daya alam minyak dan gas bumi adalah milik negara namun untuk manajemen migas masih dipegang oleh kontraktor. Setelah kedua kontrak di atas pemerintah di tuntut untuk tidak bersifat pasif agar peran negara lebih besar terhadap pengawasan kegiatan operasi migas dengan lahirlah kontrak bagi hasil (*production sharing contract*) bersama kebijakan – kebijakan yang baru, yaitu salah satunya lahirnya DMO pada sistem kontrak PSC dimana kebijakan lahirnya DMO ini adalah kebijakan yang di ambil pemerintah yang mengusahakan untuk memenuhi kebutuhan domestik negara akan minyak bumi yang di atur dalam PP Nomor 34 Tahun 2005, Pasal 46 Ayat (3) yang berbunyi “kewajiban badan usaha untuk menyerahkan sebahagian minyak dan gas bumi untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri sebesar 25% dari bahagian kontraktor”.

Dalam melaksanakan penelitian, peneliti melakukan pengamatan terhadap semua proses fleksibilitas DMO yang terjadi pada kontrak bagi hasil (KBH) di Indonesia. Data yang digunakan pada penelitian ini yaitu data sekunder. Data sekunder yaitu data-data pendukung penelitian yang diperoleh dari buku literatur, laporan-laporan penelitian terdahulu seperti data perbandingan pembagian persenan DMO dalam KBH, data-data yang diperoleh dari perusahaan berupa data produksi, tinjauan lapangan, peraturan yang mencakup, serta biaya yang diperlukan.

Domestic Market Obligations (DMO) adalah suatu bentuk kewajiban yang dibebankan kepada kontraktor untuk menjual sejumlah produk minyak bumi di pasar domestik. Selama lima tahun pertama produksi, jumlah DMO disebut harga pasar lokal atau diartikan DMO *holiday*. Setelah 5 tahun maka harga minyak DMO akan diturunkan (diskon) sesuai dengan harga kontrak seperti 10%, 15%, 20% dari harga pasar.

3.2 Diagram Alir

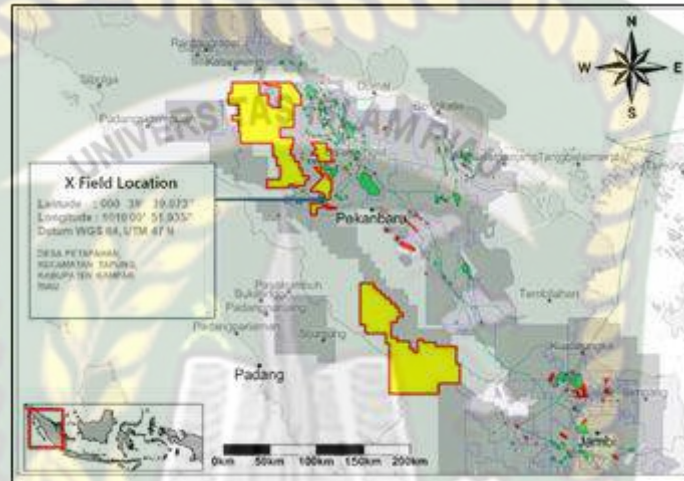


Gambar 3. 1 Diagram Alir Tugas Akhir

3.3 Prosedur Penelitian

3.3.1 Lokasi Reservoir

Struktur lapangan LT terletak di desa petapahan kecamatan tapung kabupaten kampar Riau yang merupakan lapangan *onshore* dimana model *reservoir* ialah *reservoir* minyak yang memiliki 2 *existing well*.



Gambar 3. 2 Peta Lokasi

3.3.2 Data Yang Dibutuhkan

Data yang digunakan dalam penelitian ini di ambil dari data sekunder dan berikut ini adalah tabel dari data yang dibutuhkan terkait dari data produksi, data *impurities* yang akan di implementasikan dalam penelitian ini guna untuk menunjang keberhasilan pada penelitian.

Tabel 3.1 Data yang dibutuhkan

Data Yang Dibutuhkan	Nilai
• Data produksi minyak (BBL)	
• <i>Gross Revenue</i> (USD)	
• <i>First tranche petroleum</i> (USD)	
• Depresiasi (USD)	
• <i>Operating cost</i> (USD)	
• <i>Cost recovery</i> (USD)	

Tabel 3.2 Data Ekonomi

<i>Economic Data</i>	Nilai
• <i>Production surface facility cost</i> (USD)	
• <i>Production sub surface facility cost</i> (USD)	
• <i>Drilling cost</i> (USD)	
• <i>Oil price</i> (USD/BBL)	

- a. Meninjau suatu lapangan untuk mengetahui besaran nilai suatu *split* yang dimana digunakan sebagai nilai keekonomian yang diperoleh kontraktor dimana tinjauan lapangan ini meliputi jenis *reservoir*, lokasi wilayah kerja, kedalaman sumur, serta yang lainnya yang dapat mempengaruhi perubahan *split*.
- b. *Fiscal terms* merupakan suatu yang menjadi pertimbangan bagi kontraktor untuk kelangsungan suatu proyek atau sebagai pertimbangan melakukan investasi di suatu negara.

- c. Biaya pengeluaran *capex* dan *opex* yang berpengaruh terhadap pengembangan suatu proyek perlu di perhatikan dan diperhitungkan berdasarkan peraturan yang berlaku.
- d. Perhitungan *cost recovery* merupakan biaya operasi yang dikembalikan kepada kontraktor sebagai bagian yang diperoleh oleh kontraktor terhadap suksesnya suatu proyek yang dilakukan oleh kontraktor.
- e. setelah semuanya telah dipertimbangkan dan diperhitungkan sesuai dengan kontrak kerja sama yang telah disepakati oleh pemerintah dengan kontraktor terhadap pembagian hasil maka dilakukanlah suatu proyek yang akan di amati.
- f. Data produksi yang dibutuhkan didapat dari data berupa *forecast base* produksi dari wilayah kerja yang di amati.
- g. Setelah mendapatkan total produksi kita dapat menentukan berapa pendapatan total kotor dari hasil produksi dengan cara total produksi dikalikan dengan harga minyak dalam bbl.
- h. Total produksi kotor yang didapat dikurangi dengan *First Tranche Petroleum* (FTP) setelah itu dikurangi dengan *cost recovery* atau biaya yang dibutuhkan oleh kontraktor sampai menghasilkan produksi.
- i. Perhitungan DMO dimana sesuai aturan negara bahwasanya kontraktor wajib memberikan 25% dari pendapatannya untuk membantu meningkatkan kesejahteraan kebutuhan sumber energi bagi masyarakat.
- j. Sesuai dengan penelitian ini yang akan dilakukan yaitu analisis fleksibilitas *domestic market obligation* dengan cara mengetahui perubahan harga minyak. Naik atau turunnya harga minyak akan berpengaruh terhadap fleksibilitas dmo itu sendiri dikarenakan kewajiban DMO yang diserahkan oleh kontraktor akan dikalikan dengan harga minyak bumi. Maka nanti kita akan melihat bagaimana dmo ketika harga minyak bumi naik, dan bagaimana dmo ketika harga minyak turun.

- k. Setelah itu kita melakukan perhitungan keekonomian metode *production sharing contract Cost recovery* pada lapangan ini apakah lapangan tersebut layak dikembangkan atau tidak.

3.4 Jadwal Penelitian

Penelitian ini akan dilakukan selama 3 bulan mulai dari bulan Juni 2022 sampai dengan bulan Agustus 2022. Sebagaimana ini menguraikan tentang tahapan penelitian, rincian kegiatan dan waktu yang dibutuhkan dalam melaksanakan setiap tahapan hingga selesai.

Tabel 3.3 Jadwal Kegiatan

Activity	Waktu											
	Juni				Juli				Agustus			
Minggu ke	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Studi Literatur	■	■	■									
Pengumpulan Data			■	■								
Analisis Data					■	■	■					
Evaluasi Data							■	■	■			
Pengajuan dan revisi akhir									■	■		
Pembuatan Laporan									■	■	■	■

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

Untuk bab ini akan di bahas perhitungan keekonomian lapangan minyak menggunakan skema *Production Sharing Contract (PSC) Cost Recovery* dengan berfokus pada analisis nilai fleksibilitas *Domestic Market Obligation (DMO)* yang akan diterima oleh pemerintah. Peranan DMO sendiri sangat berdampak pada pemerintah guna menunjang kebutuhan energi minyak bumi bagi masyarakat Indonesia yaitu dengan kebijakan kerja sama yang di buat pemerintah bersama kontraktor dengan cara kontraktor wajib menyerahkan 25% bahagiannya untuk pemerintah dimana hal ini di atur dalam PP Nomor 34 Tahun 2005, Pasal 46 Ayat (3).

Pada skema *PSC Cost Recovery* dilakukan analisa indikator keekonomian untuk melihat ke ekonomisan dari lapangan tersebut dimana yang dimaksud yaitu NPV, IRR, POT dan IRR. Dengan indikator keekonomian ini penulis dapat melihat skema yang dilalui oleh oleh *PSC Cost Recovery* pada proyek lapangan X.

Pada umumnya secara garis besar keuntungan akan lebih besar diperoleh pemerintah (GOI). Tapi pada sisi lain kontraktor juga butuh mendapatkan keuntungan. Dalam kontrak kerja sama diharapkan kedua belah pihak baik itu pemerintah dan kontraktor mendapatkan keuntungan dari hasil kontak kerja sama. Apabila kontaktor tidak mendapatkan keuntungan proyek kerja sama tidak akan dapat terjadi. Maka oleh sebab itu analisa kebijakan proyek seharusnya menjadi kebijakan yang benar, tepat dan juga bijak untuk kedua belah pihak.

Untuk melakukan perhitungan sebagai dasar analisis keekonomian menggunakan skema *PSC Cost Recovery* terlebih dahulu dibutuhkan *input* data atau parameter apa saja yang dibutuhkan, yaitu seperti berikut ini:

4.1 Rencana Pengembangan Lapangan

Struktur Lapangan Struktur lapangan LT terletak di desa petapahan kecamatan tapung kabupaten kampar Riau yang merupakan lapangan *onshore* dimana model *reservoir* ialah *reservoir* minyak yang memiliki 2 *existing well*.

Lapangan ini sebelumnya memiliki 2 sumur eksplorasi. Dalam penelitian ini peneliti akan melakukan sistem POD untuk menambah 2 sumur eksplorasi pada lapangan LT dengan durasi 20 tahun. Lapangan ini merupakan lapangan yang berada di *onshore* yang mana *reservoir* tersebut memiliki beberapa formasi produktif dengan Data *dynamic* simulasi *reservoir* ini menunjukkan bahwa cadangan minyak pada lapangan LT ini sebesar 28.31 MMSTB. Lapangan ini dilakukan simulasi *reservoir* untuk 20 tahun kedepan dengan total produksi selama 20 tahun kedepan sebesar 8,39 MMSTB.

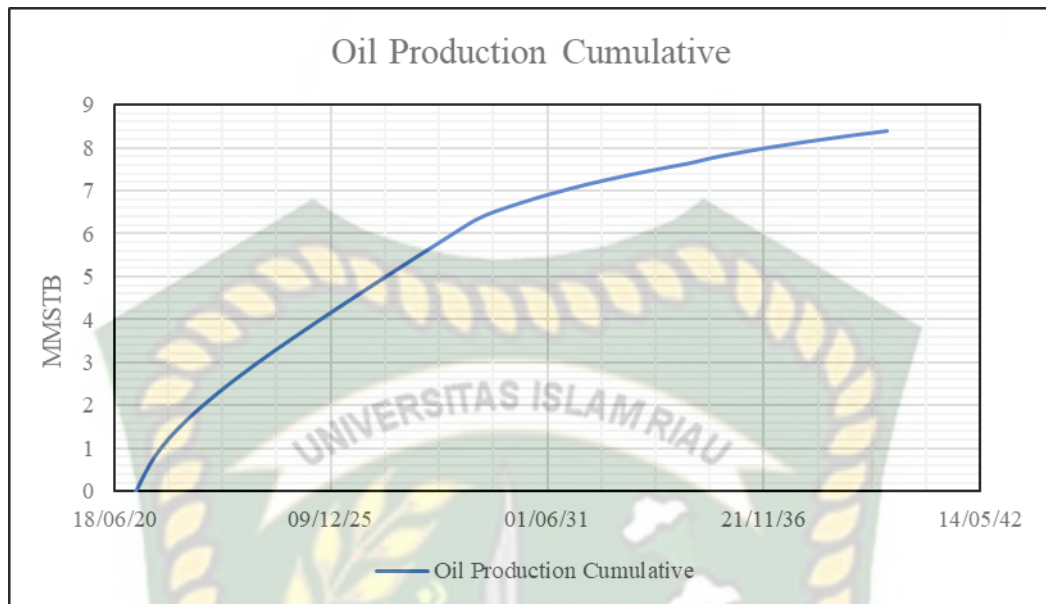
4.2 Data Produksi

Lapangan LT merupakan *reservoir* yang memproduksi minyak bumi. Data produksi ini sendiri berfungsi untuk melakukan perhitungan *Gross Revenue*. Dari data sekunder tersebut selanjutnya akan berguna untuk melakukan perhitungan keekonomian berdasarkan skema dengan metode *PSC Cost Recovery*. Berikut adalah total produksi Lapangan Minyak LT mulai dari 2021 sampai 2040.

Tabel 4. 1 Hasil Produksi Lapangan Minyak LT

Produksi	MMSTB
Cadangan Minyak Awal	28,30
Produksi Minyak Total	8,39

Dari data diatas dapat dilihat bahwa produksi utama pada lapangan ini adalah produksi minyak dengan produksi totalnya sebesar 8,39 MMSTB. Berikut merupakan data grafik produksi minyak dari tahun 2020 sampai dengan 2040 berdasarkan uraian rencana pengembangan lapangan pada tabel 4.1 adalah sebagai berikut:



Gambar 4. 1 Oil Volume

Grafik di atas merupakan *oil production cumulative* pada tahun awal yaitu 2021 sampai akhir tahun 2040. Sehingga kumulatif produksi minyak pada lapangan LT terletak pada tahun 2040 dengan produksi minyaknya sebesar 8,39 MMSTB.

4.3 Data Capital dan Data Non Capital

4.3.1 Data Capital

Capital Expenditure yaitu pengeluaran yang dilakukan perusahaan untuk menciptakan manfaat masa depan atau 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 861.819 USD.

4.3.2 Data Non Capital

Operating Expenses adalah pengeluaran yang dilakukan oleh sebuah perusahaan untuk memenuhi kebutuhan operasional, Biaya operasional disini

terdiri dari biaya OPEX. Dimana biaya OPEX seperti upah karyawan, perbaikan rutin mesin produksi. Dari total OPEX tersebut didapatkan nilai sebesar 277.728 USD.

4.4 Kondisi Lapangan dan *Reservoir*

Jenis *reservoir* untuk lapangan LT merupakan *Reservoir* minyak, dengan program eksploitasi untuk beberapa waktu kedepan. Dengan Penggunaan dua sumur produksi pada lapangan ini mengakibatkan perolehan produksi minyak di lapangan kurang optimal, maka dari itu perlu dilakukan pengelolaan lapangan minyak yang bertujuan untuk menguras hidrokarbon yang terkandung di dalamnya, dengan kondisi *reservoir* sebagai berikut :

Tabel 4. 2 Reservoir Initial Condition Lapangan LT

Data Reservoir		
Jenis Fluida		
Temperatur <i>Reservoir</i>	245	F
Tekanan <i>Reservoir</i>	1415	Psig
<i>Bubble Point Pressure</i>	308	Psig
<i>Oil Formation Volume Fraction</i>	1.03	Rb/STB
<i>Solution GOR</i>	30	Scf/STB
<i>Datum Depth</i>	5323	Ft
<i>FWL/OWC</i>	5285.05	Ft
<i>Oil Pressure Gradient</i>	0.269	Psi/ft

4.5 Analisa Keekonomian dengan PSC Cost Recovery

Analisa keekonomian Lapangan LT menggunakan skema PSC *Cost Recovery*. Dari data – data yang telah diperoleh dapat dilakukan perhitungan untuk menganalisa keekonomian lapangan LT dan dapat melihat besaran nilai fleksibilitas DMO yang akan diberikan kontraktor. 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>Government Oil Split post Tax</i>	30,00%
<i>Contractor Oil Split post Tax</i>	15,00%
<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* 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% dari pendapatan kontraktor dengan *price discount rate* sebesar 90% juga harus dibayarkan oleh pemerintah kepada kontraktor. *Investment credit* pada skema tersebut digunakan sebagai usaha untuk mengurangi pajak yang akan dikenakan pada awal-awal tahun pengeluaran biaya.

Tabel 4. 4 Hasil Keekonomian PSC *Cost Recovery* dengan DMO *Holiday 5* Tahun

Indikator	Nilai	Satuan
Produksi Minyak	8,39	MMSTB
<i>Oil Price</i>	114	USD/BBL
<i>Gross Revenue</i>	956	MUSD
<i>Cost Recovery</i>	67	MUSD
<i>Equilty To Split</i>	698	MUSD
DMO 5%	7,697	MUSD
DMO 15%	23,092	MUSD
DMO 25%	31,547	MUSD
<i>Taxible Income</i>	303	MUSD
<i>Net Contractor Sharing</i>	145	MUSD
<i>Total Contractor Sharing</i>	212	MUSD
<i>Net Cash Flow</i>	145	MUSD
NPV	22	MUSD
ROR	35	%
PIR	0,391	
POT	3,647	Tahun

Dari hasil keekonomian migas PSC *cost recovery* dengan DMO *Holiday 5* tahun yang dihitung sehingga didapatkan nilai *gross revenue* sebesar 956 MUSD dengan *oil price* 114 (USD/BBL) . Dan untuk mengetahui fleksibilitas nilai DMO menggunakan 3 nilai yaitu pada nilai DMO 5% sebesar 7,687 MUSD, pada nilai DMO 15% adalah 23,091 MUSD dan pada nilai DMO 25% sebesar 31,547 MUSD. Dari hasil perhitungan di dapat nilai NPV pada keadaan *oil price* 114 (USD/BBL)

sebesar 22 MUSD. Begitu juga dengan nilai PIR pada *oil price* 114 (*USD/BBL*) maka nilai PIR sebesar 0,391 MUSD. *Pay out time* (POT) yaitu jumlah tahun yang diperlukan untuk kontraktor balik modal berdasarkan keuntungan yang diperoleh, pada *oil price* 114 (*USD/BBL*) maka nilai POT 3,6 Tahun.

Tabel 4. 5 Hasil Keekonomian PSC *Cost Recovery*

Indikator	Nilai	Satuan
Produksi Minyak	8,39	MMSTB
<i>Oil Price</i>	114	USD/BBL
<i>Gross Revenue</i>	956	MUSD
<i>Cost Recovery</i>	67	MUSD
<i>Equilty To Split</i>	698	MUSD
DMO 5%	14	MUSD
DMO 15%	42	MUSD
DMO 25%	70	MUSD
<i>Taxible Income</i>	247	MUSD
<i>Net Conrtactor Sharing</i>	145	MUSD
<i>Total Contractor Sharing</i>	212	MUSD
<i>Net Cash Flow</i>	145	MUSD
NPV	22	MUSD
ROR	33	%
PIR	0,391	
POT	3,916	Tahun

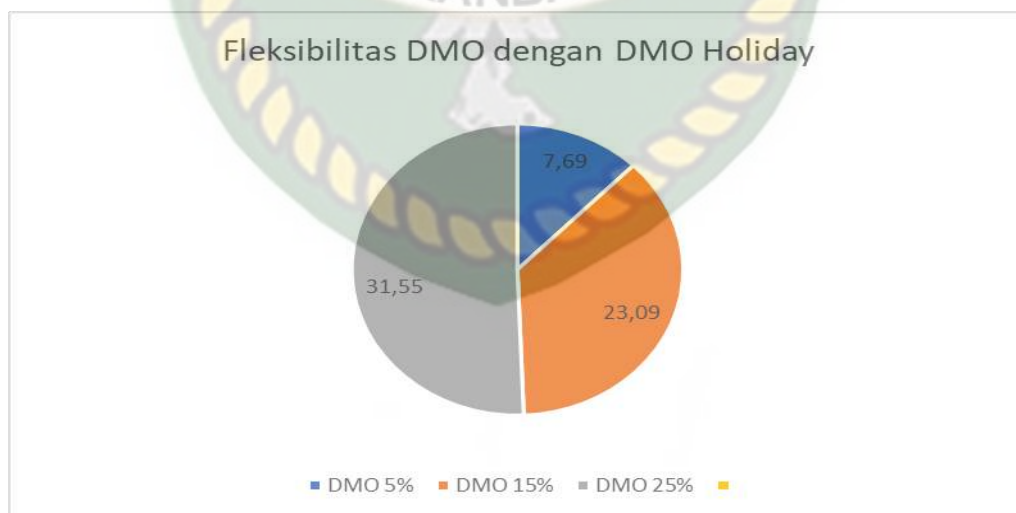
untuk mengetahui fleksibilitas nilai DMO menggunakan 3 nilai yaitu pada nilai DMO 5% sebesar 14 MUSD, pada nilai DMO 15% adalah 42 MUSD dan pada nilai DMO 25% sebesar 70 MUSD. Dari hasil perhitungan di dapat nilai NPV pada

keadaan *oil price* 114 (*USD/BBL*) sebesar 22 MUSD. Begitu juga dengan nilai PIR pada *oil price* 114 (*USD/BBL*) maka nilai PIR sebesar 0,391 MUSD. *Pay out time* (POT) yaitu jumlah tahun yang diperlukan untuk kontraktor balik modal berdasarkan keuntungan yang diperoleh, pada *oil price* 114 (*USD/BBL*) maka nilai POT 3,9 Tahun.

4.5.1 The Calculation Of Flexibility DMO

Tabel 4. 6 Nilai Fleksibilitas DMO Dengan DMO *Holiday*

Indikator	Total Nilai
<i>Oil Price</i>	114 (<i>USD/BBL</i>)
<i>Contractor Sharing</i> (MUSD)	311
DMO 5% (MUSD)	7,697
DMO 15% (MUSD)	23,092
DMO 25% (MUSD)	31,547
DMO <i>Fee</i>	90%
DMO <i>Holiday</i>	5 (Tahun)

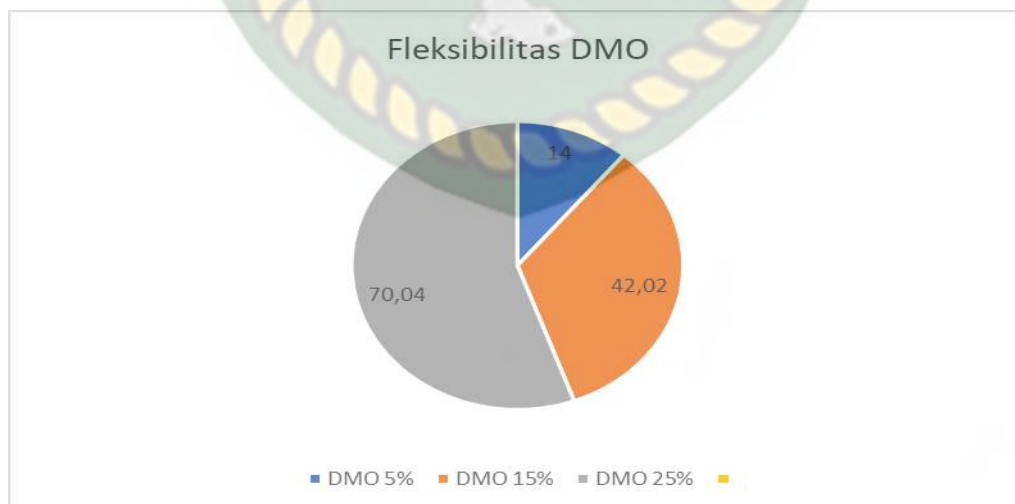


Gambar 4. 2 *Presentase* Fleksibilitas DMO dengan DMO *Holiday*

Pada Tabel dan gambar di atas dapat dilihat bahwa kontraktor menyerahkan 5%, 15%, dan 20% dari bahagiannya untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri akan minyak bumi yang disebut dengan DMO. Sedangkan imbalan yang dibayarkan pemerintah kepada kontraktor atas penyerahan minyak bumi sebesar 90% disebut *DMO fee*.. Pada lapangan LT sendiri mengalami *DMO holiday* selama 5 tahun. Dari nilai *contractor sharing* di atas dapat kita lihat fleksibilitas DMO berdasarkan 3 asumsi nilai DMO yaitu pada DMO 5% sebesar 7,697 MUSD. Pada DMO 15% sebesar 23,092 MUSD, dan DMO 25% sebesar 31,547 MUSD dengan *oil price* 114 USD/BBL.

Tabel 4. 7 Nilai Fleksibilitas DMO

Indikator	Total Nilai
<i>Oil Price</i>	114 (USD/BBL)
<i>Contractor Sharing</i> (MUSD)	311
DMO 5% (MUSD)	14
DMO 15% (MUSD)	42
DMO 25% (MUSD)	70
<i>DMO Fee</i>	90%



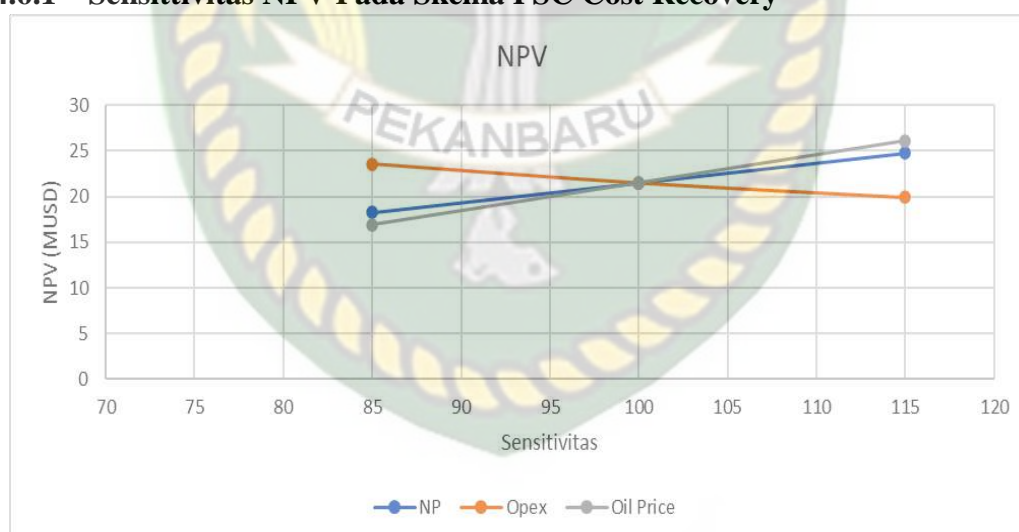
Gambar 4. 3 Presentase Fleksibilitas DMO

Pada tabel dan gambar diatas dapat dilihat nilai DMO pada lapangan LT tanpa menggunakan DMO *holiday* untuk melihat perbandingan nilai DMO dengan DMO *holiday* dan tanpa DMO *Holiday* dengan asumsi nilai DMO 5%, 15%, dan 25%. pada DMO 5% sebesar 14 MUSD. Pada DMO 15% sebesar 42 MUSD, dan pada DMO 25% Pemerintah akan menerima sebesar 70 MUSD dengan *oil price* 114 USD/BBL.

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. Hasil analisa sensitivitas pada PSC *Cost Recovery* dengan indikator keekonomian NPV dan juga IRR dibuat dengan jangkauan *persentase* 85% , 100% , dan 115% adalah sebagai berikut.

4.6.1 Sensitivitas NPV Pada Skema PSC Cost Recovery

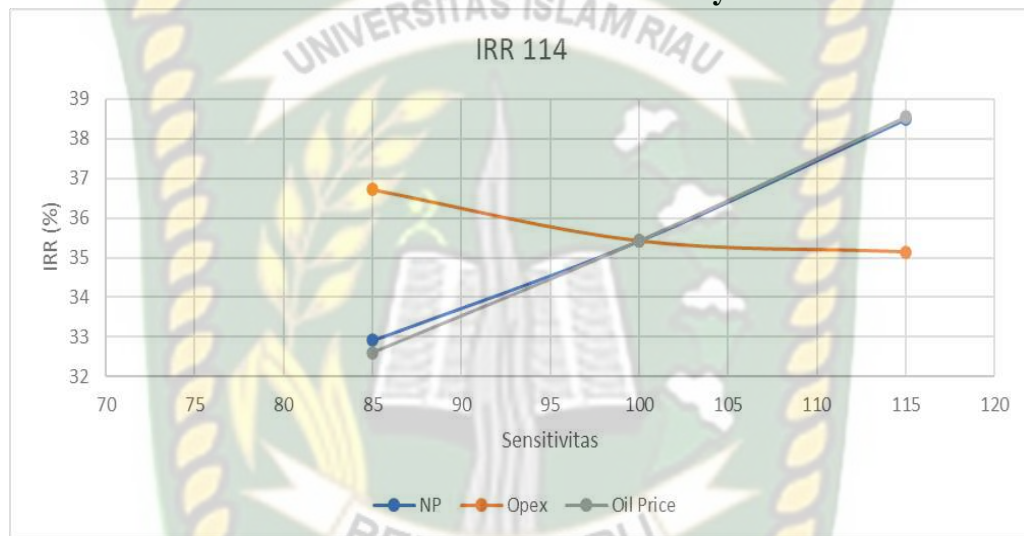


Gambar 4. 4 Sensitivitas NPV

Pada grafik sensitivitas diatas dapat dilihat ada tiga parameter yang berpengaruh terhadap sensitivitas NPV. NP merupakan parameter yang paling berpengaruh terhadap sensitivitas NPV yaitu semakin besar NP yang diperoleh maka semakin

besar pula keuntungan yang akan didapatkan. Pada grafik *oil price* diatas dapat dilihat pengaruh *oil price* terhadap sensitivitas NPV yaitu semakin tinggi nilai *oil price* maka semakin besar pula keuntungan yang akan diperoleh. Pada grafik *opex* dapat dilihat bahwa semakin besar nilai *opex* maka keuntungan yang akan didapatkan semakin kecil pula yang mana merupakan kebalikan dari NP dan *oil price*.

4.6.2 Sensitivitas IRR Pada Skema PSC Cost Recovery



Gambar 4. 5 Sensitivitas IRR

Pada grafik diatas merupakan sensitivitas IRR terhadap tiga parameter yaitu NP, *oil price*, dan *opex*, dimana parameter yang paling berpengaruh adalah nilai NP dan *oil price* yaitu semakin tinggi nilai NP dan *oil price* maka semakin besar pula keuntungan yang akan diperoleh. Parameter *opex* merupakan kebalikan dari parameter NP dan *oil price*, dima semakin besar nilai *opex* maka semakin kecil keuntungan yang akan diperoleh.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil perhitungan dan analisis data yang telah dilakukan, maka kesimpulan yang diperoleh dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Nilai fleksibilitas DMO dengan DMO *holiday* selama 5 tahun pada DMO sebesar 5% adalah 7,697 MUSD, sedangkan pada DMO sebesar 15% sebesar 23,092 MUSD, dan pada DMO 25% pemerintah akan menerima 31,547 MUSD dalam kurun waktu selama 20 tahun.
2. Skenario DMO tanpa menggunakan DMO *holiday* yang didapatkan saat DMO sebesar 5% adalah 14 MUSD, pada DMO 15% sebesar 42 MUSD, dan pada DMO 25% sebesar 70 MUSD selama kurun waktu 20 tahun.

5.2 Saran

Untuk penelitian lebih lanjut diharapkan terus ditambahkan data dan skenario lebih banyak lagi untuk memberikan hasil yang lebih maksimal. Studi ini perlu untuk terus dikembangkan dari hasil dari lapangan karena hasil dari penelitian ini dapat menjadi acuan untuk penelitian lapangan yang memiliki karakteristik sejenis.

DAFTAR PUSTAKA

- Arifin, K., & Hidayat, D. (2021). *Analisis Cost Recovery Pada Production Share Contract Pada Pt Industri Hulu Migas (Studi Hulu Gas) Industri Indonesia*. 1(6). <https://doi.org/10.38035/DIJEFA>
- Ariyon, M. (2012). *Studi Kebijakan Migas di Indonesia*.
- Bobby, M. K. (2016). *Penanaman Modal Asing Di Bidang Pertambangan (Migas) Menurut Hukum Nasional*. IV(1), 52–60.
- Destriarsa, K. (2020). *Analisis Keekonomian Pada Lapangan N Blok G Dengan Model Ekonomi Production Sharing Contract Cost Recovery Dan Gross Split*.
- 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>
- Iskandar, Y. & J. B. & J. 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. & S. D. (2018). *Tantangan Keekonomian Kontrak Bagi Hasil Gross Split Dan Cost Recovery. Studi Kasus Lapangan Gas Offshore Di Sumatera Bagian Utara*. <http://www.journal.lemigas.esdm.go.id>
- K Anggia, M. H. B. A. (2010). *Tinjauan Yuridis Ketentuan Domestic Market Obligation Dalam Kontrak Bagi Hasil Di Indonesia*.
- Kesumaputri, D. F., & Irham, S. (2015). *Analisa Kelayakan Perpanjangan Kontrak Blok Xo Dengan Sistem Production Sharing Contract (Psc)*.
- Kurniawan, R., & Amir Hidayat. (2017). *Aspek Fiskal Bisnis Hulu Migas* (R. Kurniawan & R. Kurniawan (eds.); Vol. 1). Pt Nagakusuma Media Kreatif.
- Kusrini, D., & Muchlas, M. (2019). *Analisa Perhitungan Keekonomian Lapangan "X" West Java Basin Menggunakan Metode PSC (Production Sharing Contract)*. 3, 1–7.
- Lumbantobing, A. (2018). *Kajian Hukum Terhadap Kontrak Bagi Hasil (Production Sharing Contract) Yang Dilakukan Perusahaan Pertambangan Ditinjau Dari Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 Tentang Minyak Dan Gas Bumi*.
- Mahmud. (2000). *The Indonesian Production Sharing Contract : An Investor's*

Perspective. 53.

- Meiza, T. (2009). Pengaturan Production Sharing Contract Dalam Undang-Undang Minyak Dan Gas. *Jurnal Hukum Ius Quia Iustum*, 16(1), 88–105. <https://doi.org/10.20885/iustum.vol16.iss1.art6>
- Muhammad, P. I. (2009). *Kepastian Hukum Dalam Production Sharing Contract*. 4.
- Murbini, S. (2001). *Pemberdayaan Potensi Daerah Dalam Kegiatan Operasi Industri Hulu Migas Nasional*.
- Putuhena, M. I. F. (2015). *Politik Hukum Pengelolaan Hulu Migas Pasca Putusan Mahkamah Konstitusi*. 4.
- 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*. <Http://Jurnalfsh.Uinsby.Ac.Id/Index.Php/Qanun/Article/Download/190/177/>, 17(1), 104–129.
- Sari Ika. (2021). *Analisis Perbandingan kontrak hulu minyak dan gas bumi Skema Cost Recovery Terhadap Skema Gross Split (Studi Kasus PT. Pertamina Hulu Jambi Merang.pdf*.
- Shobah, S., Widhiyanti, H. N., & Audrey, patricia. (2015). *Cost Recovery Dalam Kontrak Kerjasama Minyak Dan Gas Bumi Di Indonesia Ditinjau Dari Hukum Kontrak Internasional*. [http://prokum.esdm.go.id/Publikasi/HasilKajian/ESDM Analisis.pdf](http://prokum.esdm.go.id/Publikasi/HasilKajian/ESDM%20Analisis.pdf)
- Silalahi, R. M. (2008). *Tinjauan Yuridis Terhadap Pelaksanaan Sistem Kontrak Bagi Hasil Dalam Industri Perminyakan*.
- Sondakh, J. (2017). *Bagi Hasil Investasi Sebagai Hak Masyarakat Adat Pada Wilayah Pertambangan Di Era Otonomi Daerah*. 23(8), 27–46.
- Volta, G. D. M., & Khabib, F. (2015). *Reformulasi Sistem Bagi Hasil Melalui Kontrak Bagi Produksi Guna Mewujudkan Kedaulatan Migas*. 1.
- William Kartoatmodjo T & Prima A. (2017). Studi Kelayakan Keekonomian Pada Pengembangan Lapangan. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 273–278.
- Yudi, T. (2016). Peranan Geologi Dalam Sistem Hidrokarbon Serta Potensi Dan Tantangan Eksplorasi Migas Di Indonesia. *The APPEA Journal*, 06(1).