

**PERBANDINGAN KEEKONOMIAN PENGEMBANGAN
LAPANGAN *SHALE GAS* FORMASI NAINTUPO
BERDASARKAN KONTRAK *PSC COST RECOVERY* DAN
*PSC GROSS SPLIT***

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik



Oleh

M. RIDWAN ALKHANDI

163210625

Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU**

2022

**PERBANDINGAN KEEKONOMIAN PENGEMBANGAN
LAPANGAN *SHALE GAS* FORMASI NAINTUPO
BERDASARKAN KONTRAK *PSC COST RECOVERY* DAN
*PSC GROSS SPLIT***

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

M. RIDWAN ALKHANDI

163210625



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU**

2022

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : M. Ridwan Alkhandi

NPM : 163210625

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Tugas Akhir : Perbandingan Keekonomian Pengembangan

Lapangan *Shale Gas* Formasi Naintupo

Berdasarkan Kontrak PSC *Cost Recovery* dan
PSC *Gross Split*

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : M. Ariyon, ST., MT. (.....)

Penguji I : Richa Melysa, ST., MT. (.....)

Penguji II : Novrianti, ST., MT. (.....)

Diterapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 15 Januari 2022

Disahkan oleh:

KETUA PROGRAM STUDI

TEKNIK PERMINYAKAN


DIVERIFIKASI
By noviarita at 09:52:37, 08/01/2022

Novia Rita, ST., MT.

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya sendiri dan semua sumber yang tercantum di dalam baik dikutip atau 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, 15 Januari 2022

M. Ridwan Alkhandi
NPM 163210625



KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhana Wa Ta'ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.

Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik ini. Oleh karena itu, saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Bapak M. Ariyon, ST., MT selaku dosen pembimbing tugas akhir yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dan arahan dalam penyelesaian tugas akhir ini.
2. Bapak Dr. Eng Muslim, MT selaku dekan dan juga sebagai pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan
3. Ibu Novia Rita, ST., MT dan Bapak Tomi Erfando, ST., MT selaku ketua dan sekretaris Prodi Teknik Perminyakan serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan, hingga hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu persatu.
4. Ibu Novrianti, ST., MT dan Ibu Richa Melysa, ST., MT selaku dosen penguji tugas akhir yang telah menyediakan waktunya untuk berkesempatan hadir dalam sidang tugas akhir ini.
5. Kedua orang tua Ayah Khaidir dan Ibu Indriani, adik-adik saya M. Farhan Akhandi, Fikran Ramadhan dan Anasya Adrena Saila serta keluarga besar saya yang selalu memberikan semangat dan doa, bantuan moril dan materil sehingga terselesaikannya tugas akhir ini.
6. Sahabat-sahabat terbaik saya Hisbi, Maylan, Candra, Qory, Faizun, Fian, Nanda, Munif dan Iin yang telah memberikan semangat dan doa kepada saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

7. Seluruh teman-teman Teknik Perminyakan UIR angkatan 2016 yang telah membantu saya selama perkuliahan hingga dapat menyelesaikan tugas akhir ini.

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

Pekanbaru, 15 Januari 2022



(M. Ridwan Alkhandi)



DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR LAMPIRAN.....	x
DAFTAR SINGKATAN.....	xi
DAFTAR SIMBOL	xiii
ABSTRAK	xiv
ABSTRACT	xv
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	3
1.4 Batasan Masalah.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 PSC <i>Cost Recovery</i>	4
2.2 PSC <i>Gross Split</i>	7
2.3 Indikator Keekonomian	10
2.3.1 <i>Net Present Value (NPV)</i>	10
2.3.2 <i>Internal Rate of Return (IRR)</i>	10
2.3.3 <i>Pay Out Time (POT)</i>	11
2.4 Cadangan <i>Shale Gas</i> di Indonesia	11
2.5 Perkembangan <i>Shale Gas</i> di Dunia	14
2.5.1 <i>Shale Gas</i> di Amerika Serikat	15
2.5.2 <i>Shale Gas</i> di China.....	17
2.6 Profil Produksi Sumur <i>Shale Gas</i>	19
2.7 Analisis Struktur Biaya <i>Shale Gas</i> di Tarakan, Indonesia	20
2.7.1 Biaya Geologi, Geofisika dan Seismik	20
2.7.2 Biaya Pengeboran dan Kompleksi	21

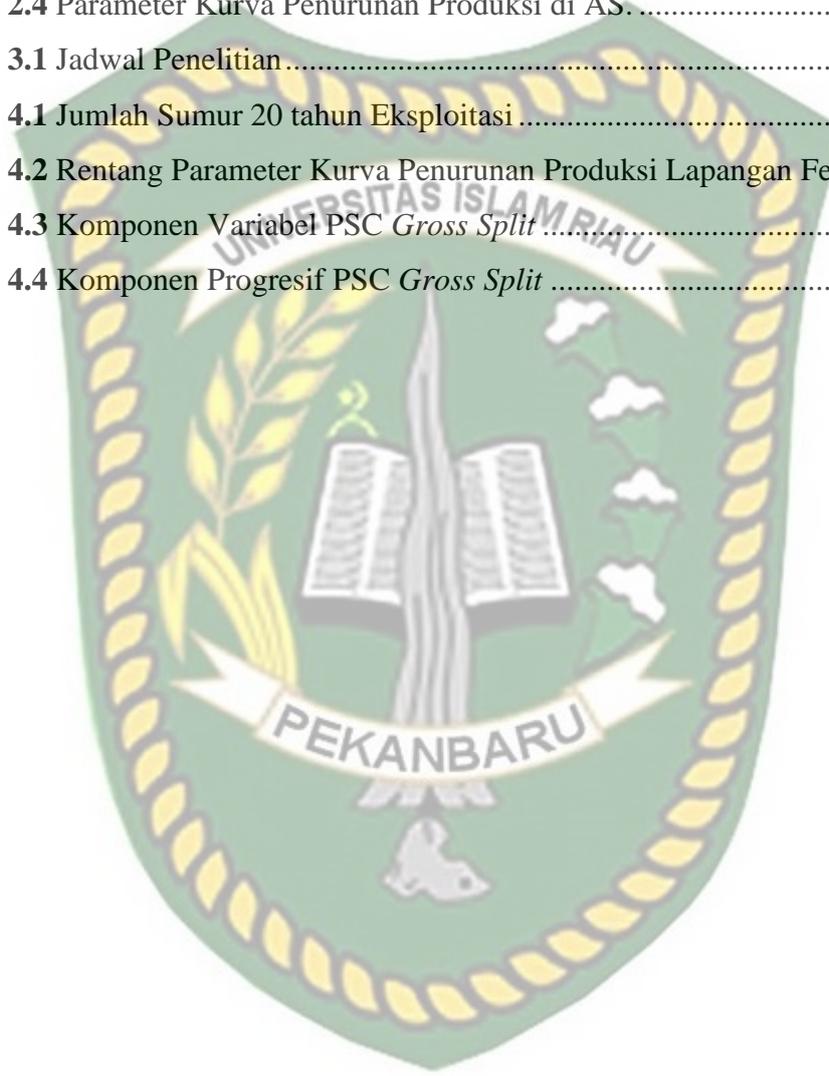
2.7.3	Biaya Pembangunan Fasilitas Produksi	22
2.7.4	Biaya Operasi	23
2.8	<i>State of The Art</i>	23
BAB III METODOLOGI PENELITIAN		28
3.1	Uraian Metode Penelitian	28
3.2	<i>Flow Chart</i> Penelitian	29
3.3	Jenis Penelitian	29
3.4	Tempat Penelitian dan Teknik Pengambilan Data	30
3.5	Jadwal Penelitian	30
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN		31
4.1	Pengolahan Data	31
4.1.1	Profil Produksi Sumur	31
4.1.2	Biaya Investasi Pengembangan Lapangan <i>Shale Gas</i> Formasi Naintupo	33
4.1.3	Fiskal dan Pajak	35
4.2	Hasil dan Analisa Perhitungan Keekonomian	37
4.2.1	Skema Kontrak PSC <i>Cost Recovery</i>	37
4.2.2	Skema Kontrak PSC <i>Gross Split</i>	39
4.3	Analisa Sensitivitas	41
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN		44
5.1	Kesimpulan	44
5.2	Saran	44
DAFTAR PUSTAKA		46
LAMPIRAN		50

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Skema Cash Flow PSC <i>Cost Recovery</i>	5
Gambar 2.2 Skema <i>Cash Flow PSC Gross Split</i>	8
Gambar 2.3 Sumber Daya <i>Shale Gas</i> di Cekungan Sedimen Indonesia	12
Gambar 2.4 Wilayah <i>Shale</i> yang Prospektif di Cekungan Kutai dan Tarakan ...	13
Gambar 2.5 Daftar10 Negara yang memiliki SDA terbesar dari <i>Shale Gas</i>	14
Gambar 2.6 Produksi <i>Shale Gas</i> Amerika Serikat	16
Gambar 2.7 Harga Gas Alam Dunia.....	16
Gambar 2.8 Impor Gas Alam China dan Ketergantungan Eksternal	18
Gambar 3.1 <i>Flow Chart</i>	29
Gambar 4.1 Jumlah Sumur 20 tahun Eksploitasi	32
Gambar 4.2 Profil Produksi untuk Satu Sumur	33
Gambar 4.3 <i>Cash Flow</i> Kontraktor PSC <i>Cost Recovery</i>	38
Gambar 4.4 Distribusi Pendapatan PSC <i>Cost Recovery</i>	39
Gambar 4.5 <i>Cash Flow</i> Kontraktor PSC <i>Gross Split</i>	40
Gambar 4.6 Distribusi Pendapatan PSC <i>Gross Split</i>	40
Gambar 4.7 NPV <i>Sensitivity</i> PSC <i>Cost Recovery</i>	41
Gambar 4.8 IRR <i>Sensitivity</i> PSC <i>Cost Recovery</i>	42
Gambar 4.9 NPV <i>Sensitivity</i> PSC <i>Gross Split</i>	42
Gambar 4.10 IRR <i>Sensitivity</i> PSC <i>Gross Split</i>	43

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Sifat Reservoir dan Cadangan <i>Shale Gas</i> di Indonesia	13
Tabel 2.2 Karakteristik <i>Shale Gas</i> di Amerika.....	17
Tabel 2.3 Karakteristik <i>Shale Gas</i> di China.....	19
Tabel 2.4 Parameter Kurva Penurunan Produksi di AS.....	20
Tabel 3.1 Jadwal Penelitian.....	30
Tabel 4.1 Jumlah Sumur 20 tahun Eksploitasi	31
Tabel 4.2 Rentang Parameter Kurva Penurunan Produksi Lapangan Feyettevile	32
Tabel 4.3 Komponen Variabel PSC <i>Gross Split</i>	35
Tabel 4.4 Komponen Progresif PSC <i>Gross Split</i>	36



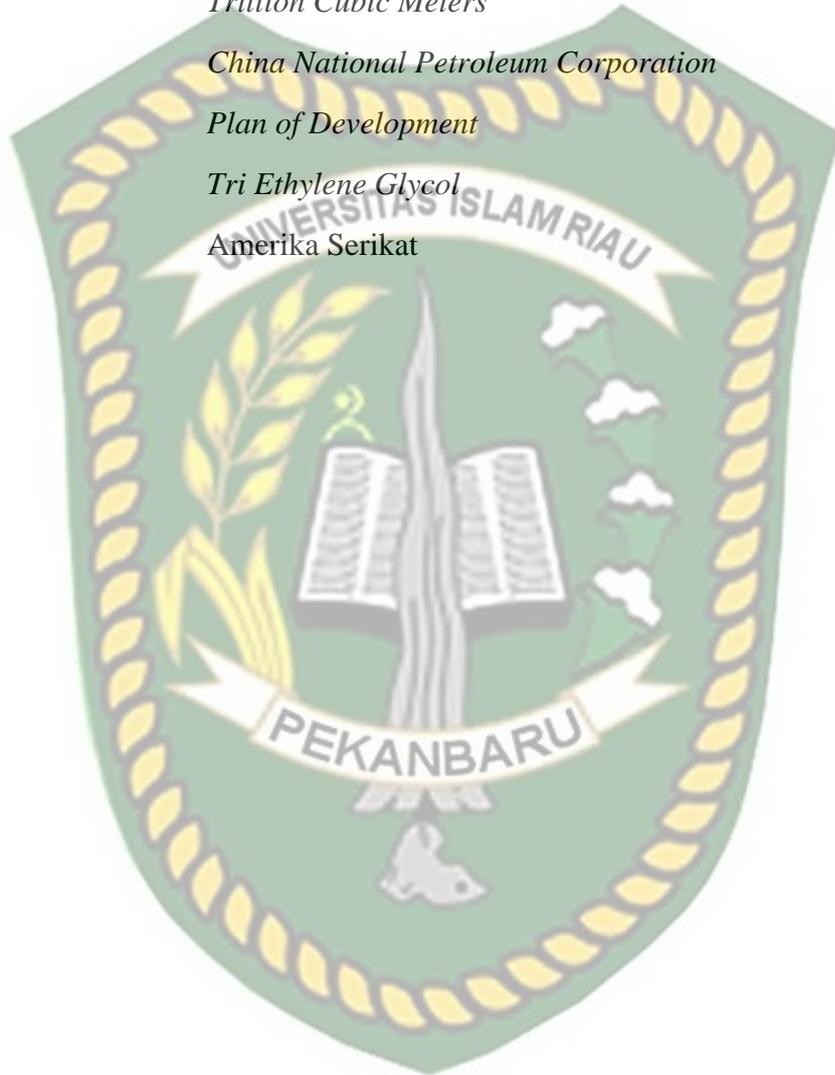
DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I Estimasi Biaya Pengeboran Sumur.....	50
LAMPIRAN II Estimasi Biaya Fasilitas Produksi.....	50
LAMPIRAN III Profil Produksi Untuk Satu Sumur.....	50
LAMPIRAN IV Profil Produksi Lapangan.....	56
LAMPIRAN V Perhitungan PSC <i>Cost Recovery</i>	57
LAMPIRAN VI Lanjutan Perhitungan PSC <i>Cost Recovery</i>	58
LAMPIRAN VII Lanjutan Perhitungan PSC <i>Cost Recovery</i>	59
LAMPIRAN VIII Perhitungan PSC <i>Gross Split</i>	60
LAMPIRAN IX Lanjutan Perhitungan PSC <i>Gross Split</i>	61
LAMPIRAN X Lanjutan Perhitungan PSC <i>Gross Split</i>	62
LAMPIRAN XI Sensitivitas terhadap NPV PSC <i>Cost Recovery</i>	63
LAMPIRAN XII Sensitivitas terhadap IRR PSC <i>Cost Recovery</i>	63
LAMPIRAN XIII Sensitivitas terhadap NPV PSC <i>Gross Split</i>	63
LAMPIRAN XIV Sensitivitas terhadap IRR PSC <i>Gross Split</i>	63

DAFTAR SINGKATAN

CBM	<i>Coal Bed Methane</i>
TCF	<i>Trillion Cubic Feet</i>
PSC	<i>Production Sharing Contract</i>
NPV	<i>Net Present Value</i>
IRR	<i>Internal Rate of Return</i>
POT	<i>Pay Out Time</i>
ESDM	Energi Sumber Daya Mineral
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
OPEX	<i>Operating Expenditure</i>
SKK	Satuan Kerja Khusus
MIGAS	Minyak dan Gas
FTP	<i>First Tranche Petroleum</i>
ETS	<i>Equity to be Split</i>
IC	<i>Investment Credit</i>
DMO	<i>Domestic Market Obligation</i>
PP	Peraturan Pemerintah
PERMEN	Peraturan Menteri
TKDN	Tingkat Kandungan Dalam Negeri
ASR	<i>Abandonment and Site Restoration</i>
API	<i>American Petroleum Institute</i>
CO ₂	<i>Karbon Dioksida</i>
H ₂ S	<i>Hidrogen Sulfida</i>
MARR	<i>Minimum Rate of Return</i>
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
ft	<i>Feet</i>
km ³	<i>Kilometer Kubik</i>
km ²	<i>Kilometer Persegi</i>
km	<i>Kilometer</i>

m ³	<i>Meter Kubik</i>
SDA	Sumber Daya Alam
CSIR	<i>Council for Scientific and Industrial Research</i>
BCM	<i>Billion Cubic Meters</i>
TCM	<i>Trillion Cubic Meters</i>
CNPC	<i>China National Petroleum Corporation</i>
POD	<i>Plan of Development</i>
TEG	<i>Tri Ethylene Glycol</i>
AS	Amerika Serikat



DAFTAR SIMBOL

CF_0	<i>Cash Flow</i> pada awal investasi
CF_n	<i>Cash Flow</i> pada tahun ke-n
i	<i>Discount rate</i>
n	Tahun ke-n
q_t	Laju produksi pada saat t
q_0	Laju produksi awal saat $t=0$
b	Faktor hiperbolik
D_i	Laju penurunan awal
G_p	Produksi Kumulatif



PERBANDINGAN KEEKONOMIAN PENGEMBANGAN LAPANGAN *SHALE GAS* FORMASI NAINTUPO BERDASARKAN KONTRAK *PSC COST RECOVERY* DAN *PSC GROSS SPLIT*

M. RIDWAN ALKHANDI
NPM 163210625

ABSTRAK

Kurangnya pasokan gas dan semakin tingginya kebutuhan akan gas membuat pemerintah bergerak untuk memulai menemukan sumber energi baru yang mampu memenuhi kebutuhan gas nasional. Ditemukannya sumber energi nonkonvensional seperti *shale gas* dan CBM dianggap sebagai tantangan utama untuk sumber energi masa depan. Pada tahun 2016, 56% dan 9% produksi gas nonkonvensional di dunia masing-masing adalah *shale gas* dan CBM. Salah satu sumber energi terpenting di Amerika Serikat adalah *shale gas*, yang produksinya mencapai 30% dari produksi gas alam Amerika Serikat. Indonesia memiliki potensi cadangan *shale gas* mencapai 574 TCF yang tersebar di Pulau Sumatera, Kalimantan, Jawa dan Papua. Formasi Naintupo yang terletak di Cekungan Tarakan memiliki cadangan yang secara teknis dapat dihasilkan sebesar 5 TCF dari 35 TCF *risked gas-in-place*. Menurunnya minat investasi kontraktor terhadap suatu wilayah kerja dapat diminimalisir dengan perubahan pada sistem kebijakan fiskal. Tingginya *cost recovery* yang dibebankan kepada pemerintah dan kurang terciptanya efisiensi biaya operasi yang dilakukan kontraktor pada sistem kontrak *PSC Cost Recovery* menjadi landasan terjadinya perubahan. Pada tahun 2017 dikenalkan skema baru melalui Peraturan Menteri ESDM Nomor 8 Tahun 2017 dengan beberapa perubahan yang diatur dalam Peraturan Menteri ESDM Nomor 52 Tahun 2017 tentang Kontrak Bagi Hasil *Gross Split*. Maka daripada itu, pentingnya melakukan penelitian ini yaitu untuk mengetahui perbandingan skema kontrak mana yang layak dikembangkan pada lapangan *shale gas* di Formasi Naintupo apakah dengan skema kontrak *PSC Cost Recovery* atau *PSC Gross Split*. Dari hasil analisis dan perhitungan keekonomian yang telah dilakukan dapat diketahui bahwa kontrak dengan skema *PSC Gross Split* masih lebih menguntungkan dibandingkan dengan kontrak dengan skema *PSC Cost Recovery* untuk pengembangan lapangan *shale gas* di Formasi Naintupo. Dimana didapatkan hasil untuk *PSC Cost Recovery* dengan nilai NPV = 1443,35 MM US\$, IRR = 21,63% dan POT = 6,54 tahun. Sedangkan hasil untuk *PSC Gross Split* yaitu NPV = 1838,19 MM US\$, IRR = 27,53% dan POT = 6,66 tahun.

Kata Kunci: Nonkonvensional, *Shale Gas*, *Risked Gas In Place*, *Cost Recovery*, *Gross Split*

PERBANDINGAN KEEKONOMIAN PENGEMBANGAN LAPANGAN SHALE GAS FORMASI NAINTUPO BERDASARKAN KONTRAK PSC COST RECOVERY DAN PSC GROSS SPLIT

M. RIDWAN ALKHANDI
NPM 163210625

ABSTRACT

The lack of gas supply and the increasing demand for gas have made the government move to start finding new energy sources that are able to meet national gas needs. The discovery of unconventional energy sources such as shale gas and CBM is considered a major challenge for future energy sources. In 2016, 56% and 9% of unconventional gas production in the world was shale gas and CBM, respectively. One of the most important sources of energy in the United States is shale gas, which accounts for 30% of the United States' natural gas production. Indonesia has potential reserves of shale gas reaching 574 TCF spread across the islands of Sumatra, Kalimantan, Java and Papua. The Naintupo Formation located in the Tarakan Basin has reserves that can technically be generated of 5 TCF of 35 TCF of risked gas-in-place. The decline in contractor investment interest in a work area can be minimized by changes to the fiscal policy system. The high cost recovery charged to the government and the lack of efficiency in operating costs carried out by contractors in the PSC Cost Recovery contract system became the basis for the change. In 2017, a new scheme was introduced through the Minister of Energy and Mineral Resources Regulation Number 8 of 2017 with several changes regulated in the Minister of Energy and Mineral Resources Regulation Number 52 of 2017 concerning Gross Split Production Sharing Contracts. Therefore, the importance of conducting this research is to find out which contract schemes are suitable for development in the shale gas field in the Naintupo Formation, whether with PSC Cost Recovery or PSC Gross Split contract schemes. From the results of the analysis and economic calculations that have been carried out, it can be seen that the contract with the PSC Gross Split scheme is still more profitable than the contract with the PSC Cost Recovery scheme for the development of the shale gas field in the Naintupo Formation. Where the results obtained for PSC Cost Recovery with a value of NPV = 1443.35 MM US\$, IRR = 21.63% and POT = 6.54 years. While the results for the Gross Split PSC are NPV = 1838.19 MM US\$, IRR = 27.53% and POT = 6.66 years.

Keywords: *Unconventional, Shale Gas, Risked Gas In Place, Cost Recovery, Gross Split*

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Permintaan energi dunia terus meningkat dimana sekarang menjadi sulit bagi reservoir hidrokarbon konvensional untuk memenuhi tingkat permintaan. Oleh karena itu, perusahaan minyak dan gas mencari cara baru untuk mengeksplorasi dan membuka potensi sumber daya nonkonvensional. Eksplorasi dan pengembangan sumber daya nonkonvensional telah berkembang pesat di seluruh dunia saat ini (McGlade, Speirs, & Sorrell, 2013; Zou et al., 2015). Negara-negara seperti Amerika Serikat, Kanada, Argentina, dan China memproduksi sumber daya ini dengan kecepatan komersial. Beberapa negara di Asia Tenggara (misalnya, Malaysia, Indonesia, India, Thailand, dan Pakistan) memiliki prospek yang sangat baik untuk *shale gas* dengan cadangan yang signifikan untuk tingkat eksplorasi dan produksi (Owusu, Tsegab, Sum, & Padmanabhan, 2019). Pada tahun 2016 saja, 56% dan 9% produksi gas nonkonvensional di dunia masing-masing adalah *shale gas* dan CBM .

Amerika Serikat adalah negara pertama yang meneliti dan mengembangkan *shale gas* di dunia. Sejak sumur *shale gas* pertama dibor pada tahun 1821, setelah eksplorasi dan pengembangan *shale gas* pada tahun 1970-an, dan promosi kebijakan, harga dan teknologi pada tahun 1990-an, Amerika Serikat berhasil bertransformasi dari negara pengimpor minyak dan gas menjadi negara pengekspor pada awal abad ini. Eksplorasi dan pengembangan produksi *shale gas* yang sukses di Amerika Serikat telah sangat meningkatkan nilai komersial *shale gas*. *Shale gas* secara alami telah menjadi fokus bidang energi global (Qian & Zhang, 2020).

Gambaran energi dunia berubah setelah Amerika Utara sukses besar dalam memanfaatkan *shale gas* sebagai energi nonkonvensional (Chen, Chu, Chen, & Zhang, 2020). Saat ini, 30% dari produksi gas alam Amerika Serikat dipasok oleh pengolahan *shale gas*, yang telah dimungkinkan oleh kemajuan terbaru dalam pengeboran horizontal dan teknologi rekahan hidrolik (Ahn, Siddhamshetty, Cao, Han, & Kwon, 2019). Kemajuan teknologi dan penggunaan teknik yang efektif, seperti sumur horizontal multi-rekahan, adalah elemen kunci utama untuk eksploitasi besar-besaran sumber daya tersebut (Ibrahim, Mahmoud, & Pieprzica, 2018).

Indonesia merupakan salah satu negara penghasil minyak dan gas alam di dunia. Indonesia juga memiliki potensi cadangan gas nonkonvensional berupa CBM dan *shale gas*. Potensi *shale gas* Indonesia diperkirakan mencapai 574 TCF, lebih besar jika dibandingkan potensi CBM sebesar 453,3 TCF dan gas bumi sebesar 334 TCF. *Shale gas* ini terdapat pada cekungan sedimen utama di Indonesia yang tersebar di Sumatera, Kalimantan, Jawa dan Papua (Sukhyar & Fakhruddin, 2013).

Dengan tingginya *cost recovery* yang harus ditanggung pemerintah yang membuat negara kehilangan pendapatannya secara drastis, mendorong pemerintah untuk merancang skema baru yang diharapkan dapat mampu membawa kontraktor untuk dapat lebih efisien lagi dalam pengeluaran biaya operasionalnya (Yuniza, Rebecca, & Ramadhaniati, 2020). Maka, perubahan dari PSC *Cost Recovery* ke PSC *Gross Split* dengan aturan penambahan *split* bagi kontraktor diperkirakan dapat mengembalikan semangat kepada kontraktor untuk tetap berinvestasi di Indonesia. Skema kontrak kerja sama untuk pengelolaan lapangan migas diatur dalam Peraturan Menteri ESDM Nomor 8 Tahun 2017 dengan beberapa perubahan yang diatur dalam Peraturan Menteri ESDM Nomor 52 Tahun 2017. Dalam peraturan ini pemerintah menawarkan skema PSC *Gross Split* dengan komponen variabel dan komponen progresif untuk pengembangan lapangan migas secara umum. Pada penelitian sebelumnya skema bagi hasil yang digunakan adalah skema PSC *Gross Split*. Sebagai perbandingan juga akan dilakukan perhitungan dengan skema PSC *Cost Recovery* agar dapat diketahui skema kontrak mana yang lebih layak dan ekonomis untuk diterapkan di Formasi Naintupo.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini antara lain sebagai berikut:

- a. Menentukan kelayakan lapangan *shale gas* dilihat dari indikator keekonomian (NPV, IRR dan POT) berdasarkan kontrak PSC *Cost Recovery*.
- b. Menentukan kelayakan lapangan *shale gas* dilihat dari indikator keekonomian (NPV, IRR dan POT) berdasarkan kontrak PSC *Gross Split*.
- c. Melakukan perbandingan keekonomian migas pada lapangan *shale gas* dengan menggunakan skema PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split*.

- d. Mengetahui parameter keekonomian (produksi, harga gas, CAPEX dan OPEX) yang paling berpengaruh (sensitif) terhadap indikator keekonomian.

1.3 Manfaat Penelitian

Berdasarkan dari penulisan proposal penelitian kali ini terdapat beberapa manfaat antara lain sebagai berikut:

1. Diharapkan hasil studi ini dapat menjadi sumbangan pemikiran bagi pemerintah dan kontraktor kerja sama migas dalam menyusun strategi pengelolaan dan pengembangan dari migas nonkonvensional terkhusus *shale gas*.
2. Memberi pemahaman yang lebih mendalam terkait keekonomian migas khususnya pada PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split*.
3. Mengetahui bagaimana dampak perubahan parameter terhadap indikator keekonomian.

1.4 Batasan Masalah

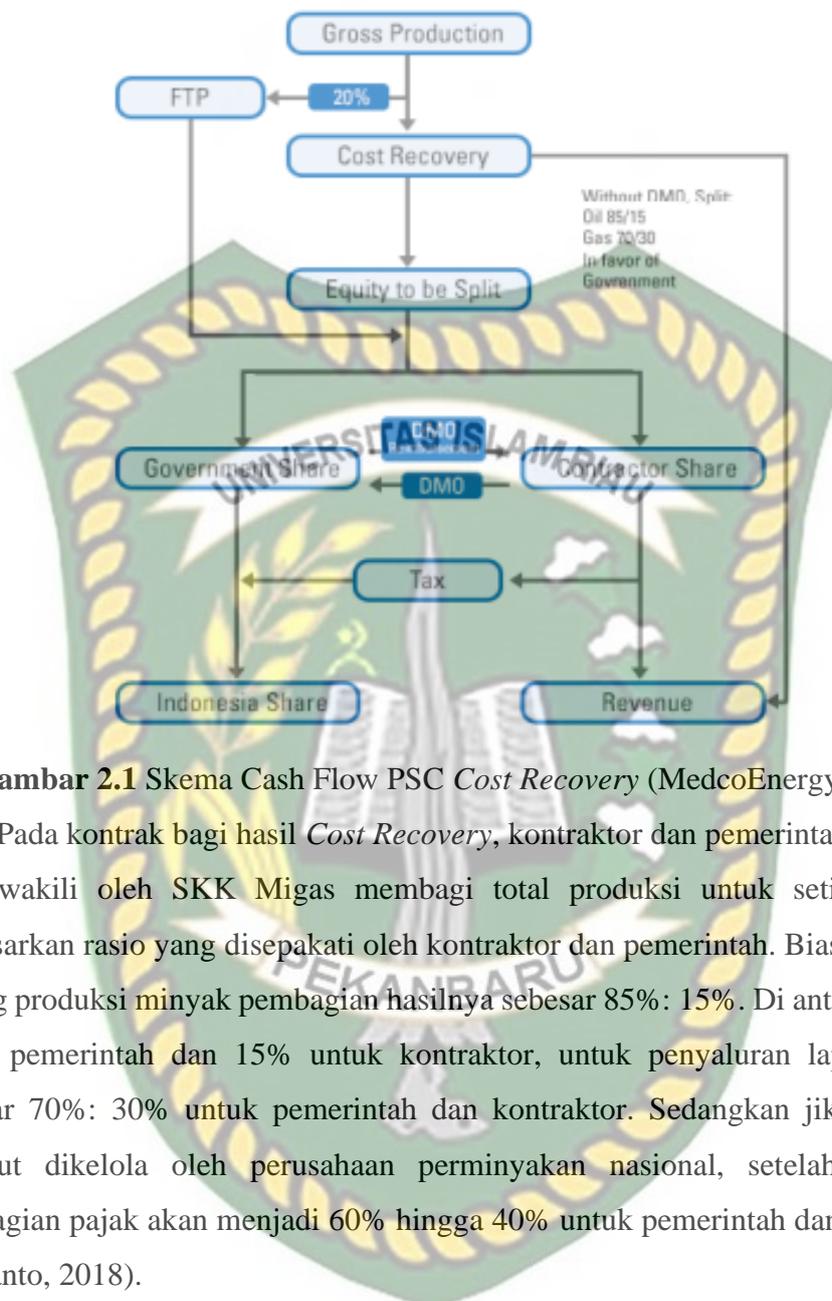
Agar penulisan ini lebih terarah sesuai tujuan yang diinginkan, penulis membatasi permasalahan yang akan dibahas pada perbandingan hasil keekonomian lapangan *shale gas* dengan menggunakan PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split* dengan menghitung indikator keekonomian pada masing-masing kontrak.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Di dalam Al-Qur'an Surah Al-Baqarah ayat 164, dengan jelas Allah menegaskan bahwa apapun yang diciptakan Allah di alam semesta ini, semuanya bertujuan untuk kemanfaatan hidup manusia. Sebagaimana Allah SWT berfirman yang artinya :“Sesungguhnya pada penciptaan langit dan bumi, pergantian malam dan siang, kapal yang berlayar di laut dengan (muatan) yang bermanfaat bagi manusia, apa yang diturunkan Allah dari langit berupa air, lalu dengan itu dihidupkan-Nya bumi setelah mati (kering), dan Dia tebarkan di dalamnya bermacam-macam binatang, dan perkisaran angin dan awan yang dikendalikan antara langit dan bumi, (semua itu) sungguh, merupakan tanda-tanda (kebesaran Allah) bagi orang-orang yang mengerti”. (QS. Al-Baqarah:164)

2.1 PSC *Cost Recovery*

Tuntutan agar pemerintah memiliki keterlibatan lebih dalam industri migas melahirkan skema baru bernama PSC *Cost Recovery*. Tercatat bahwa Indonesia pertama kali menggunakan sistem PSC *Cost Recovery* pada tahun 1966. Pada skema PSC *Cost Recovery*, perusahaan mendapatkan kembali sepenuhnya biaya yang telah dikeluarkan selama melakukan operasi, biaya tersebut terhitung dari saat dimulainya eksplorasi hingga perusahaan mulai produksi. Aset yang telah dikeluarkan oleh perusahaan selanjutnya sepenuhnya menjadi milik negara (Lubiantara, 2012). Berikut merupakan skema *cash flow* PSC *Cost Recovery*:



Gambar 2.1 Skema Cash Flow PSC *Cost Recovery* (MedcoEnergy, 2021)

Pada kontrak bagi hasil *Cost Recovery*, kontraktor dan pemerintah dalam hal ini diwakili oleh SKK Migas membagi total produksi untuk setiap periode berdasarkan rasio yang disepakati oleh kontraktor dan pemerintah. Biasanya untuk bidang produksi minyak pembagian hasilnya sebesar 85%: 15%. Di antaranya 85% untuk pemerintah dan 15% untuk kontraktor, untuk penyaluran lapangan gas sebesar 70%: 30% untuk pemerintah dan kontraktor. Sedangkan jika lapangan tersebut dikelola oleh perusahaan perminyakan nasional, setelah dikurangi pembagian pajak akan menjadi 60% hingga 40% untuk pemerintah dan kontraktor (Herianto, 2018).

Dalam skema PSC *Cost Recovery* sendiri terdapat banyak elemen penting yang menentukan arus kas terhadap pemerintah dan kontraktor. Arus kas yang ada dalam bagan skema PSC *Cost Recovery* menjelaskan kemana saja arus kas tersebut dan bagian apa saja yang menjadi hak bagi pemerintah ataupun kontraktor.

1. *Gross Revenue*

Gross Revenue secara sederhana dapat diartikan sebagai pendapatan kotor. Dalam konteks PSC, *Gross Revenue* adalah pendapatan kotor dari penjualan hasil produksi dari awal masa kontrak hingga berakhirnya

kontrak berlaku. Produksi yang diperoleh adalah hasil produksi bersih tiap periode atau satu tahun. Produksi tersebut dikalikan dengan harga yang ditentukan oleh pemerintah.

2. *First Tranche Petroleum (FTP)*

First Tranche Petroleum (FTP) adalah pengambilan pertama kali saat sudah terjadinya produksi. Bagian tersebut sebesar 20% dari *Gross Revenue* sebelum dikurangi dengan *Cost Recovery*.

3. *Equity To be Split (ETS)*

Adalah sisa *Gross Lifting* setelah dikurangi oleh FTP dan dikurangi lagi dengan *Cost Recovery*. *Equity To be Split* akan dibagi antara pemerintah dan kontraktor sesuai perjanjian *share*.

4. *Domestic Market Obligation (DMO)*

Yaitu jumlah kewajiban perusahaan untuk menjual sebagian minyak ataupun gas kedalam negeri dengan harga tertentu. *DMO Fee* adalah pengembalian atas DMO kepada kontraktor.

5. *Investment Credit (IC)*

Suatu bentuk insentif pemerintah dalam skema PSC untuk mendorong pergerakan investor pada industri migas agar dapat menambah cadangan baru. Kontraktor dapat memperoleh *investment credit* dengan persentase tertentu dari biaya capital yang diperlukan untuk pengembangan fasilitas. *Investment credit* dapat diambil lebih dahulu sebelum pengembalian biaya operasi (*cost recovery*).

6. *Cost Recovery*

Kontraktor mengeluarkan biaya capital dan operasi (Capex dan Opex) di depan untuk kegiatan operasi migas. Dalam *cost recovery*, pemerintah akan mengganti keseluruhan atau sebagian biaya yang dikeluarkan oleh kontraktor. Biaya yang digunakan untuk mengganti *cost recovery* berasal dari pendapatan produksi minyak.

7. *Government Split*

Bagian atau hak pemerintah yang diperoleh dari penjumlahan FTP dengan ETS.

8. *Contractor Split*

Bagian atau hak kontraktor yang diperoleh dari penjumlahan FTP dengan ETS sebelum dikenai oleh pajak.

9. *Taxable Income*

Adalah pendapatan kontraktor yang dapat dikenai oleh pajak. Hal tersebut mengacu pada PP Nomor 79 tahun 2010. Namun hal tersebut dapat disesuaikan melalui kesepakatan antara pemerintah dengan kontraktor. *Taxable Income* tersebut menjadi *Income Tax* bagi pemerintah.

10. *Net Contractor Share*

Adalah perolehan kontraktor yang telah dikurangi oleh pajak dan sebelum ditambahkan dengan *Cost Recovery*

11. *Government Take*

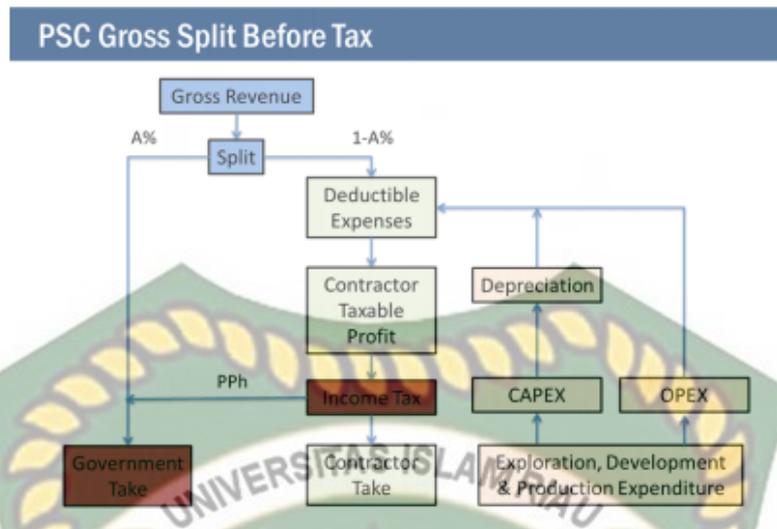
Adalah bagian pemerintah setelah dikurangi dengan bagian kontraktor dan ditambahkan dengan *Income Tax*.

12. *Contractor Take*

Adalah bagian kontraktor setelah dikurangi pajak dan ditambahkan dengan *Cost Recovery*.

2.2 *PSC Gross Split*

PSC Gross Split sendiri diperkenalkan oleh pemerintah pada tahun 2017 melalui penetapan Peraturan Menteri Nomor 08 Tahun 2017 yang kemudian mendapat revisi menjadi Peraturan Menteri Nomor 52 Tahun 2017. Tujuan perubahan skema *PSC Cost Recovery* menjadi *PSC Gross Split* agar dapat mendorong kegiatan eksplorasi dan eksploitasi menjadi lebih efektif serta efisien. Dalam *PSC Gross Split* ini sendiri juga diharapkan dapat menghilangkan birokrasi yang berbelit-belit agar tidak terlalu membuang-buang waktu dalam kegiatan migas dari eksplorasi hingga produksi. Dan pada akhirnya *PSC Gross Split* juga dapat meringankan beban pemerintah dari *cost recovery* yang sebelumnya ada (Hernandoko & Imanullah, 2018). Berikut merupakan skema *cash flow PSC Gross Split*:



Gambar 2.2 Skema *Cash Flow* PSC *Gross Split* (Rusdiono & Saputra, 2020).

Dalam alur skema pada Gambar 2.2 terlihat jelas bahwa PSC *Gross Split* jauh lebih sederhana dibandingkan dengan skema PSC *Cost Recovery*. Dalam skema PSC *Gross Split* sudah tidak ditemui lagi *First Tranche Petroleum* (FTP), *Domestic Market Obligation* (DMO), *Cost Recovery*, dan *Investment Credit*. Dengan dihapuskannya beberapa elemen yang ada di skema sebelumnya, terutama *cost recovery*, kontraktor dituntut untuk melakukan efisiensi sebaik mungkin. Namun apabila pihak kontraktor tidak melakukan efisiensi tersebut, maka keuntungan yang diperoleh juga akan menurun. Dalam skema ini, kontraktor dapat meningkatkan pendapatan dengan berbagai hal salah satunya peningkatan Tingkat Kandungan Dalam Negeri (TKDN), semakin tinggi tingkat TKDN maka *split* yang diperoleh juga akan bertambah.

Dalam skema PSC *Gross Split* terdapat beberapa terminologi yang perlu diketahui, diantaranya:

1. *Gross Revenue*

Pendapatan kotor yang diperoleh pada PSC *Gross Split* sama halnya 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*

Menurut peraturan yang berlaku, pemerintah telah menetapkan besaran *split* untuk minyak sebesar 57% bagi negara dan 43% bagi kontraktor. Untuk gas sendiri, pemerintah menetapkan sebesar 52% bagi negara dan 48% bagi kontraktor.

b. *Variable Split*

Komponen variabel menyesuaikan persentase pembagian dasar. Komponen *variable* meliputi status lapangan, lokasi lapangan, ketersediaan infrastruktur pendukung, kedalaman reservoir, kondisi reservoir, kondisi CO₂, kandungan H₂S, berat jenis minyak bumi (API), tingkat komponen dalam negeri (TKDN) dan tahapan produksi.

c. *Progressive Split*

Adalah *split* yang mengacu pada harga migas dan jumlah kumulatif produksi, dan semua hal tersebut bersifat dinamis. *Split* dapat menambah bagian dari kontraktor dan negara.

3. *Contractor Share*

Adalah persentase yang diperoleh oleh kontraktor berasal dari *base split*, *progressive split*, dan *variable 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. *Deductible Expenses*

Merupakan seluruh biaya pengeluaran kontraktor untuk melaksanakan suatu proyek. Biaya-biaya ini dapat dikurangkan sebagai pengurangan pajak.

6. *Taxable Income*

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

7. *Income Tax*

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

8. *Contractor Share*

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

9. *Government Share*

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

2.3 Indikator Keekonomian

Untuk mengetahui proyek pengembangan lapangan menguntungkan atau tidak, dapat dilakukan dengan menganalisis indikator ekonomi migas sebagai berikut:

2.3.1 *Net Present Value (NPV)*

Net Present Value adalah perbedaan antara total penerimaan nilai sekarang (*Cash In*) dengan total pengeluaran nilai sekarang (*Cash Out*) sepanjang umur proyek pada *discount rate* yang diberikan. Suatu proyek dikatakan layak jika NPVnya positif atau lebih besar dari target minimum NPV yang dapat diperoleh perusahaan, jika NPV suatu proyek negatif maka dapat dikatakan proyek tersebut mengalami kerugian atau tidak layak. NPV proyek sama dengan nol, jumlah pengeluaran untuk mengatur proyek akan sama dengan penerimaan. Bentuk umum persamaan NPV adalah:

$$NPV = \sum_{t=1}^n CF_t + \frac{CF_n}{(1+i)^n} \dots\dots\dots(1)$$

Dimana :

CF_0 = *Cash flow* pada awal investasi

CF_n = *Cash flow* pada tahun ke-n

i = *Discount rate*

n = Tahun ke-n

2.3.2 *Internal Rate of Return (IRR)*

Adalah *discount rate* yang dapat memberikan harga NPV = 0. IRR merupakan perolehan pertahun dari investasi suatu proyek. IRR juga dapat

menentukan kelayakan suatu proyek, yaitu apabila $IRR > MARR$ maka proyek dikatakan layak, namun apabila $IRR < MARR$ maka proyek tidak layak untuk dilaksanakan. Secara umum IRR dapat ditentukan dengan cara interpolasi saat variabel yang ada telah terpenuhi.

$$IRR = i_1 + \left(\frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2} \right) \times (i_2 - i_1) \dots\dots\dots(2)$$

Dimana :

NPV_1 = *Net present value* (+)

NPV_2 = *Net present value* (-)

i_1 = *Discount rate* yang menghasilkan NPV (+)

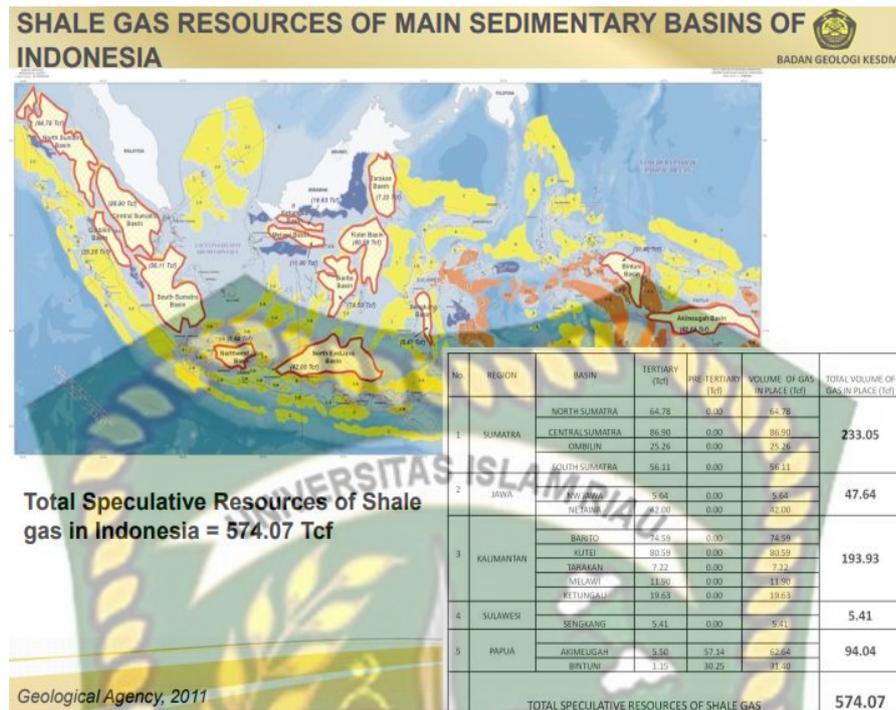
i_2 = *Discount rate* yang menghasilkan NPV (-)

2.3.3 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.

2.4 Cadangan *Shale Gas* di Indonesia

Pada tahun 2010, Badan Geologi (*Geology Agency*) telah mengidentifikasi keberadaan 14 cekungan di Indonesia yang mengandung *shale gas* (Gambar 2.3). Potensi spekulatif sumber daya *shale gas* berdasarkan Badan Geologi adalah sebesar 574,07 TCF yang tersebar di Pulau Sumatra sebesar 233,05 TCF, Jawa sebesar 47,64 TCF, Pulau Kalimantan sebesar 193,93 TCF, Sulawesi sebesar 5,41 TCF dan Papua sebesar 94,04 TCF (Sukhyar & Fakhruddin, 2013).



Gambar 2.3 Sumber Daya *Shale Gas* di Cekungan Sedimen Indonesia (Sukhyar & Fakhruddin, 2013).

Potensi *shale* yang paling baik terdapat pada formasi yang terdapat minyak, yang terendapkan dalam lingkungan lakustrin di sekitar Cekungan Sumatra Tengah dan Cekungan Sumatra Selatan, yang di dalamnya juga terdapat lapangan gas dan minyak konvensional yang produktif. Cekungan Kutei dan Tarakan di Kalimantan juga memiliki batuan sumber *shale* yang terendapkan di lingkungan lakustrin yang tebal yang memiliki potensi gas dan minyak (U.S. Energy Information Administration, 2015b)

Tabel 2.1 menunjukkan sifat reservoir dari cekungan yang prospektif mengandung *shale gas* dan jumlah cadangan yang terkandung di dalamnya. Cadangan *shale gas* di Indonesia berdasarkan laporan U.S. Energy Information Administration, (2015b) yang secara teknis dapat diperoleh mencapai 46 TCF dari total cadangan resiko sebesar 303 TCF.

Tabel 2.1 Sifat Reservoir dan Cadangan *Shale Gas* di Indonesia.

Basic Data	Basin/Gross Area	C. Sumatra (36,860 mi ²)	S. Sumatra (45,170 mi ²)	Kutei (35,840 mi ²)	Tarakan (7,510 mi ²)			Bintuni (15,200 mi ²)	
	Shale Formation	Brown Shale	Talang Akar	Balikpapan	Naintupo	Melat	Tabul	Ailam Group	
	Geologic Age	Paleogene	Eocene-Oligocene	Mid.-U. Miocene	L. Miocene	Mid. Miocene	U. Miocene	Permian	
	Depositional Environment	Lacustrine	Lacustrine	Lacustrine	Lacustrine	Lacustrine	Lacustrine	Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)	4,700	15,490	1,630	1,010	880	510	3,340	
	Thickness (ft)	Organically Rich	295	918	900	750	1,000	1,500	1,000
		Net	266	367	450	375	400	600	500
	Depth (ft)	Interval	6,560 - 10,496	3,300 - 8,000	3,300 - 15,000	6,600 - 16,000	3,300 - 13,120	3,300 - 6,600	5,000 - 15,000
Average		8,530	7,000	9,000	11,500	10,000	5,000	9,500	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure	Normal	Normal	Highly Overpress.	Normal	Normal	Normal	Normal	
	Average TOC (wt. %)	6.0%	5.0%	4.0%	5.0%	3.0%	3.0%	1.5%	
	Thermal Maturity (% Ro)	0.80%	0.70%	0.70%	1.50%	1.15%	0.70%	1.50%	
	Clay Content	Medium	High	High	High	High	High	Low	
Resource	Gas Phase	Assoc. Gas	Assoc. Gas	Assoc. Gas	Dry Gas	Wet Gas	Assoc. Gas	Dry Gas	
	GIP Concentration (Bcf/mi ²)	19.6	25.0	62.1	170.7	142.3	37.3	213.8	
	Risked GIP (Tcf)	41.5	67.8	16.2	31.5	25.1	3.8	114.3	
	Risked Recoverable (Tcf)	3.3	4.1	1.3	5.2	3.8	0.2	28.6	

Source: (U.S. Energy Information Administration, 2015b)

Cekungan Tarakan memiliki luas sebesar 19.450 km² dan berada di sebelah utara di timur laut pantai Kalimantan yang memiliki lapisan *shale deltaic* dengan kandungan karbon organik yang cukup hingga baik yang berada dalam rentang 1,6% sampai 12,1% dengan rata-rata 5%. Kerogen sebagian besar merupakan Tipe 3 dengan beberapa Tipe 2. Formasi Naintupo memiliki ketebalan 1.000 hingga 1.500 ft dengan rata-rata ketebalan 1.250 ft. Kedalaman formasi mulai dari 6.000 ft sampai lebih dari 16.000 ft dengan rata-rata kedalaman 11.500 ft. Data sumur mengindikasikan Formasi Naintupo berada dalam jendela *dry gas* dengan Ro 1,3% sampai 2,0%, dengan rata-rata 1,5%. Formasi Naintupo memiliki sumber daya *shale gas* yang bisa dihasilkan secara teknis sebesar 5 TCF dari *gas-in-place* resiko sebesar 35 TCF (U.S. Energy Information Administration, 2015b).

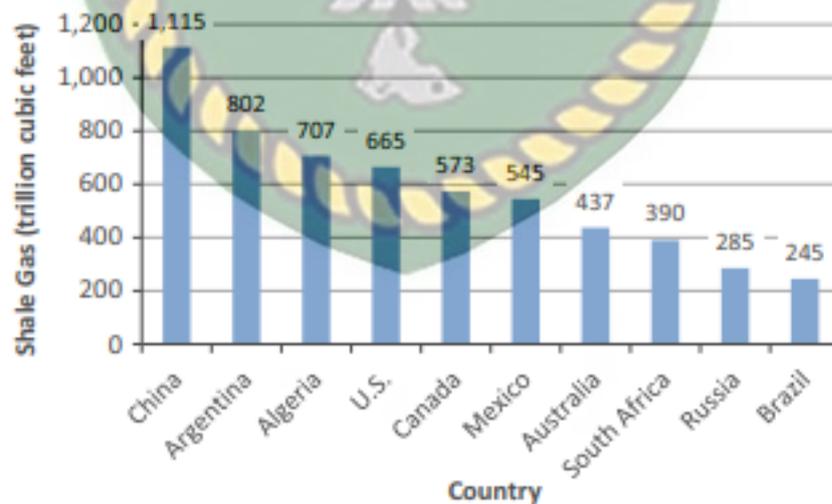


Gambar 2.4 Wilayah *Shale* yang Prospektif di Cekungan Kutai dan Tarakan (U.S. Energy Information Administration, 2015b).

2.5 Perkembangan *Shale Gas* di Dunia

Informasi awal tentang ketertarikan untuk memproduksi *shale* hidrokarbon muncul pada abad kesembilan belas. Namun, pada saat itu, biaya pengembangan *shale gas* sangat mahal, sehingga produksi komersial gas ini tidak tercapai. Produksi sumber daya hidrokarbon ini dipelopori oleh Amerika Serikat yang mengumpulkan banyak pengalaman dalam perkembangan *shale gas*. Amerika Serikat terus melakukan upaya dalam mencapai tingkat komersial untuk produksi *shale gas*, salah satu upaya yang dicapai adalah dengan munculnya teknologi *hydraulic fracturing* yang memungkinkan untuk meningkatkan volume ekstraksi *shale gas* secara besar-besaran. Dikombinasikan dengan penggunaan bahan kimia dan pengeboran terarah, teknologi ini memberikan peningkatan ekstraksi *shale gas* yang cukup besar dalam waktu singkat. Hal ini membuat dampak global terhadap negara-negara diluar Amerika Serikat maupun perusahaan minyak dan gas mengalihkan pandangan mereka ke produksi *shale gas* (Zhiltsov & Semenov, 2016).

Jelas bahwa sumber daya *shale gas* global cukup melimpah dan tersebar luas. Dalam kondisi saat ini, sumber daya *shale gas* yang dapat dipulihkan secara teknis berjumlah sekitar 22.882 TCF dihitung sebesar 32% dari total perkiraan sumber daya gas alam (Kuuskraa, Stevens, & Moodhe, 2013).



Gambar 2.5 Daftar 10 Negara yang memiliki SDA terbesar dari *Shale Gas*
(Kuuskraa et al., 2013)

2.5.1 *Shale Gas* di Amerika Serikat

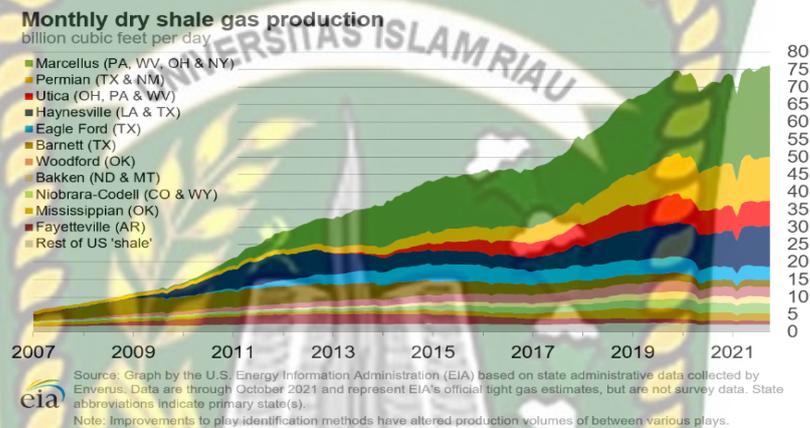
Amerika Serikat dianggap sebagai induk pelopor dari "revolusi *shale*". Sumur gas komersial pertama yang dibor adalah *shale* pada tahun 1821 di Amerika Serikat oleh William Hart yang dianggap di Amerika Serikat sebagai "bapak gas alam." Sumur penghasil gas dibor dalam formasi *shale* di negara bagian New York (Zhiltsov & Semenov, 2016).

Pengalaman pertama dari pengembangan *shale gas* dimulai pada tahun 1980 di Amerika Serikat oleh *Mitchell Energy and Development Corporation* yang dipimpin oleh George P. Mitchell, salah satu dari 200 pengusaha terkaya Amerika Serikat. Pada saat itu, baret *shale* di Texas Utara dianggap memiliki prospek buruk karena banyak sumur yang dibor, tetapi tidak berhasil, padahal sudah mengeluarkan investasi beberapa juta dolar dalam 10 tahun. Namun, setelah itu permainan *shale gas* dan pengembangan teknologi produksi *shale gas* dihentikan setelah harga minyak turun pada 1980-an. Tetapi perusahaan tidak sepenuhnya meninggalkan upayanya untuk mengembangkan permainan *shale* (Zhiltsov & Semenov, 2016).

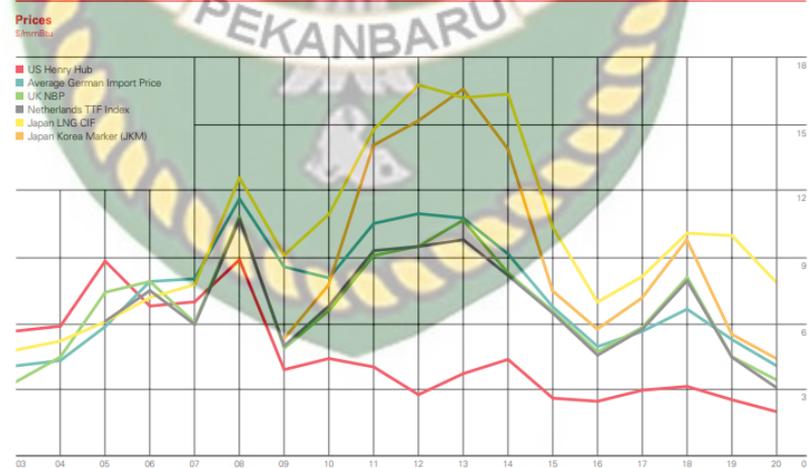
Pada awal tahun 2000-an, karena penurunan produksi gas konvensional di Amerika Serikat, serta pertumbuhan permintaan gas alam di banyak sektor, pemerintah Amerika Serikat mengambil tindakan tegas pada penelitian dan pengembangan sumber daya gas nonkonvensional, terutama *shale gas*. Berkat banyak kondisi yang menguntungkan seperti inovasi teknologi, kebijakan yang menguntungkan, pasar bebas, infrastruktur yang dikembangkan, keunggulan kondisi geologis, potensi besar dari *shale gas* terus diamati. Dalam beberapa tahun terakhir, Amerika Serikat telah memperoleh banyak manfaat dari pengembangan *shale gas*, yang meliputi keamanan energi yang lebih besar, pengurangan pengangguran, daya saing industri yang lebih besar dalam skala global, dan berbagai manfaat lingkungan dan ekonomi lainnya (Le, 2018).

Dari perkembangan *shale gas*, cadangan gas alam di Amerika Serikat meningkat tajam. Ekstraksi *shale gas* tidak hanya mengimbangi penurunan produksi dari gas konvensional, tetapi juga menghasilkan pertumbuhan total produksi gas alam. Sejak tahun 2005, produksi *shale gas* telah meningkat pesat di Amerika Serikat (Gambar 2.6) dan telah membantu Amerika Serikat

untuk menyalip Rusia untuk menjadi produsen gas terbesar di dunia sejak 2009 (Bros, 2012; Wang & Hefley, 2016). Tingginya ketersediaan gas nonkonvensional, terutama *shale gas*, memungkinkan Amerika Serikat menjadi eksportir bersih gas alam di dunia. Revolusi *shale gas* telah membawa penurunan harga gas alam di Amerika Serikat, dari 10 USD/Mbtu pada tahun 2008 menjadi sekitar 2 USD pada tahun 2021, yang dua kali hingga tiga kali lebih rendah daripada di Eropa dan empat hingga enam kali lebih rendah dibandingkan di Asia (lihat Gambar 2.7)



Gambar 2.6 Produksi *Shale Gas* Amerika Serikat (U.S. Energy Information Administration, 2021)



Gambar 2.7 Harga Gas Alam Dunia (BP, 2021).

Dengan kemajuan berkelanjutan dalam teknologi yang digunakan dalam industri *shale gas*, produksi *shale gas* di Amerika Serikat telah meningkat secara signifikan (Wenzhi, Ailin, Yunsheng, Junlei, & Hanqing, 2020). Dari tahun 2008 hingga 2018, persentase pasokan *shale gas* dalam pasokan gas alam kering Amerika Serikat meningkat dari 14,2% menjadi

77,0%. Amerika menyumbang 45% dari pertumbuhan produksi gas alam global pada 2018, terutama dari *shale gas* di cekungan Marcellus, Hainesville, dan Permian, yang menegaskan dampak revolusi dari *shale gas*. Amerika juga mampu memenuhi kebutuhan gas alamnya sendiri atau bahkan ekspor ke luar negeri sejak 2017 (Wei, Duan, & Yan, 2021).

Keberhasilan pengembangan *shale gas* di Amerika Serikat telah banyak menarik minat dan perhatian negara-negara lain di dunia, khususnya negara-negara yang memiliki potensi sumber daya tersebut (Le, 2018). Karakteristik reservoir *shale gas* di beberapa *shale play* di Amerika Serikat dapat dilihat pada Tabel 2.2

Tabel 2.2 Karakteristik *Shale Gas* di Amerika.

Shale name	Marcellus	Haynesville	Barnett	Fayetteville	Eagle Ford	Fuling
Geological times	D	J	C	C	K	S
Depth/m	1200–2600	3200–4100	2000–2600	1737	1200–3050	2150–3150
Genetic type	Thermal genetic gas					
Net thickness/m	15–107 (46)	61–91 (79)	30–213 (91)	6–61 (41)	46–91	70–87
TOC/%	2.0–13.0 (4.01)	0.5–4.0 (3.01)	3.0–12.0 (3.74)	2.0–10.0 (3.77)	2.0–8.5 (2.76)	1.04–5.89 (3.56)
Ro/%	0.9–5.0 (1.5)	1.2–2.4 (1.5)	0.85–2.1 (1.6)	2.0–4.5 (2.5)	0.8–1.6 (1.2)	2.20–3.13 (2.58)
Gas contents/(m ³ /t)	1.70–4.25	2.83–9.34	8.50–9.91	1.70–6.23	5.66–6.23	3.52–8.85 (5.85)
Free gas/%	55	75	45	30–50	75	57
Adsorption gas/%	45	25	55	50–70	25	43
Porosity/%	4.0–12.0 (6.2)	4.0–14.0 (8.3)	4.0–6.0 (5)	2.0–8.0 (6)	6.0–14.0	2.78–7.08 (4.82)
Permeability/nD	0–70 (20)	0–5000 (350)	0–100 (50)	0–100 (50)	700–3000 (1000)	<1000
Silicon contents/%	37	30	45	35	15	31–70.6 (44.4)
Clay contents/%	35	30	25	38	15	16.6–49.1 (34.6)
Carbonate contents/%	25	20	15	12	60	5.4–34.5 (10)
Sedimentary environments	Marine	Marine	Marine	Marine	Marine	Marine

Source: (Liu, 2016)

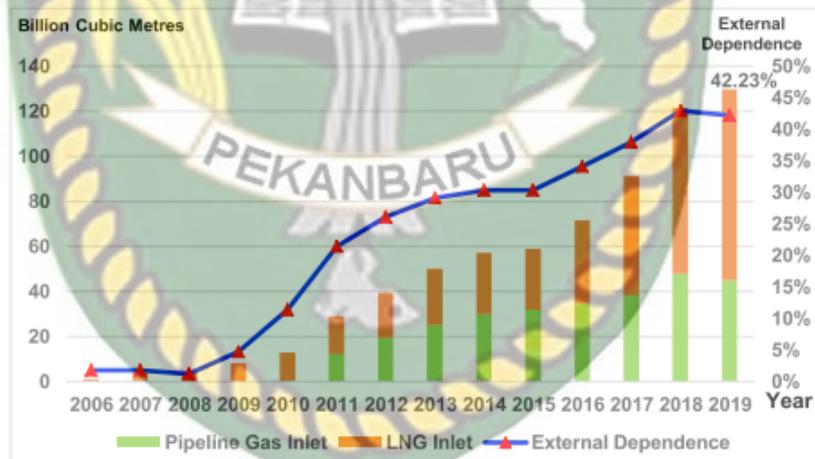
2.5.2 *Shale Gas* di China

Untuk memastikan keamanan energi dan meningkatkan bauran energi, perusahaan minyak dan gas China telah mengeksploitasi *shale gas* sejak tahun 2005. Setelah lebih dari satu dekade eksplorasi dan pengembangan, cadangan geologi terbukti kumulatif dari *shale gas* telah melebihi 1,0 TCM, dan produksi tahunan telah melampaui 10 BCM yang menjadikan China sebagai produsen *shale gas* utama dunia lainnya setelah Amerika Serikat (Gao et al., 2021).

Menurut hasil evaluasi sumber daya terbaru (keempat) dari *China National Petroleum Corporation* (CNPC), sumber daya yang dapat dipulihkan dari *shale gas* darat di Tiongkok adalah $12,85 \times 10^{12} \text{ m}^3$. Dari jumlah tersebut, *shale gas* laut yang dapat dipulihkan adalah $8,82 \times 10^{12} \text{ m}^3$, (69%), *shale gas* transisi yang dapat dipulihkan adalah $2,37 \times 10^{12} \text{ m}^3$, (18%), dan *shale gas* benua yang dapat dipulihkan adalah $1,66 \times 10^{12} \text{ m}^3$, (13%) (Wenzhi et al., 2020).

Pada tahun 2014, lapangan *shale gas* Fuling memasuki tahap pengembangan komersial lebih awal dari yang diharapkan, yang ditandai dengan China menjadi negara ketiga yang merealisasikan pengembangan komersial *shale gas* (Zou et al., 2016). Pencapaian ini merupakan tonggak dalam proses pengembangan *shale gas*.

China telah menjadi importir gas alam terbesar di dunia sejak 2018, dengan permintaan gas alamnya yang terus meningkat (Wei et al., 2021). Pada 2019 mengungkapkan bahwa ketergantungan eksternal pada gas alam di China adalah 42,23% (Gambar 2.8). Konsumsi gas China akan terus tumbuh di masa depan. U.S. Energy Information Administration, (2019) memperkirakan bahwa konsumsi gas di China pada tahun 2050 akan hampir tiga kali lipat dari tahun 2018. Namun dengan besarnya potensi cadangan *shale gas* yang dimiliki, China mulai mempercepat eksplorasi dan pemanfaatan *shale gas*, untuk mengurangi kekurangan pasokan gas alam dan membatasi ketergantungan impor gas alam (Wei et al., 2021).



Gambar 2.8 Impor Gas Alam China dan Ketergantungan Eksternal
(Gao et al., 2021)

Sumber daya *shale gas* China yang sangat besar mendukung pertumbuhan produksi gas alam di masa depan (Wenzhi et al., 2020). Selain itu, pemanfaatan *shale gas* dalam skala besar akan berdampak jangka panjang terhadap pertumbuhan ekonomi (Solarin & Bello, 2020).

Shale gas laut di China memiliki potensi tertinggi (Wenzhi et al., 2020). Formasi Wufeng Ordovician Atas dan Formasi Longmaxi Silur Bawah

di Cekungan Sichuan akan menjadi tulang punggung produksi *shale gas* di China untuk waktu yang lama (Dong et al., 2018).

Tabel 2.3 Karakteristik *Shale Gas* di China.

Basic Data	Basin/Gross Area		Sichuan (74,500 mi ²)			Yangtze Platform (611,000 mi ²)	
	Shale Formation		Qiongzhusi	Longmaxi	Permian	L. Cambrian	L. Silurian
	Geologic Age		L. Cambrian	L. Silurian	Permian	L. Cambrian	L. Silurian
	Depositional Environment		Marine	Marine	Marine	Marine	Marine
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		6,500	10,070	20,900	3,250	5,035
	Thickness (ft)	Organically Rich	500	1,000	314	500	1,000
		Net	275	400	251	275	400
	Depth (ft)	Interval	10,000 - 16,400	9,000 - 15,500	3,280 - 16,400	10,000 - 16,400	9,000 - 15,500
Average		13,200	11,500	9,700	13,200	11,500	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Normal	Normal
	Average TOC (wt. %)		3.0%	3.2%	4.0%	3.0%	3.2%
	Thermal Maturity (% Ro)		3.20%	2.90%	2.50%	3.20%	2.90%
	Clay Content		Low	Low	Low	Low	Low
Resource	Gas Phase		Dry Gas	Dry Gas	Dry Gas	Dry Gas	Dry Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi ²)		109.8	162.6	114.1	99.4	147.1
	Risky GIP (Tcf)		499.6	1,146.1	715.2	181.0	414.7
	Risky Recoverable (Tcf)		124.9	286.5	214.5	45.2	103.7

Source: (U.S. Energy Information Administration, 2015a)

2.6 Profil Produksi Sumur *Shale Gas*

Salah satu model kurva penurunan yang secara luas dipergunakan untuk menganalisis kinerja sumur di reservoir migas nonkonvensional adalah model penurunan JJ Arps. Model penurunan JJ Arps adalah salah satu metode yang paling klasik, yang menggunakan fungsi hiperbolik dengan tiga parameter yang tepat untuk menggambarkan hubungan antara laju produksi sumur dengan waktu. Persamaan kurva penurunan hiperbolik Arps adalah sebagai berikut:

$$q = q_i(1 + bD_i t)^{-1/b} \dots\dots\dots(3)$$

Dimana :

- q_t = laju produksi pada saat t
- q_i = laju produksi awal saat t=0
- b = faktor hiperbolik (0 < b < 1)
- D_i = laju penurunan awal
- t = waktu

Hubungan antara laju produksi sumur dengan produksi kumulatif, yaitu:

$$G_p = \frac{q_i^b}{(1-b)D_i} [q_i^{(1-b)} - q_t^{(1-b)}] \dots\dots\dots(4)$$

Fanchi et al., (2013) mengambil data laju produksi dan waktu dari produksi gas di 30 sumur di Barnett, 10 sumur di Fayetteville, 10 sumur di Haynesville dan

60 sumur di Woodford. Hasil dari simulasi model kurva penurunan produksi yang menggunakan model hiperbolik Arps menghasilkan nilai laju produksi awal (q_i), faktor hiperbolik (b) dan laju penurunan awal (D_i) yang ditunjukkan dalam Tabel 2.4 di bawah ini:

Tabel 2.4 Parameter Kurva Penurunan Produksi di AS.

Lapangan	Parameter	Min	Max
Barnett	q_i (Mcf/mo)	31002	239570
	b	0.869	0.9736
	D_i ($year^{-1}$)	0.0212	0.244
Fayetteville	q_i (Mcf/mo)	122020	364690
	b	0.7372	0.9294
	D_i ($year^{-1}$)	0.1011	0.3803
Haynesville	q_i (Mcf/mo)	33319	523580
	b	0.65501	0.96419
	D_i ($year^{-1}$)	0.01153	0.52415
Woodford	q_i (Mcf/mo)	10518	966990
	b	0.60790	1.42630
	D_i ($year^{-1}$)	0.02601	0.72473

Source: (Fanchi et al., 2013)

Profil produksi *shale gas* di Formasi Naintupo, Cekungan Tarakan akan mengikuti model kurva penurunan produksi dari Lapangan Fayetteville, Amerika Serikat, karena memiliki kesamaan jenis gas yang dihasilkan yaitu jenis *dry gas*.

2.7 Analisis Struktur Biaya *Shale Gas* di Tarakan, Indonesia

Ada beberapa istilah biaya yang secara umum digunakan di industri migas, antara lain:

2.7.1 Biaya Geologi, Geofisika dan Seismik

Dalam proses pengembangan wilayah baru untuk *shale gas*, perlu dilakukan upaya eksplorasi yang jauh lebih ekstensif. Ini dilakukan untuk memperoleh pengetahuan yang lebih besar terkait formasi geologi di wilayah tersebut. Dalam laporan CSIR, proses tersebut terdiri dari survei seismic 2D dan diikuti oleh survei seismic 3D. Di Amerika Serikat dan Kanada, program seismic 2D memerlukan biaya sekitar US\$ 10.000 /km. Sedangkan di Afrika Selatan, biayanya akan lebih besar yaitu kisaran US\$ 15.000 /km untuk seismic 2D dan untuk seismic 3D nya diperkirakan akan memerlukan biaya dalam kisaran US\$ 75.000 /km³ (Clark, Van Niekerk, Petrie, & Fakir, 2021).

Biaya yang harus dikeluarkan untuk memproses data dari survei seismic 3D yaitu sekitar US\$ 2.500.000 (Offshore Energy, 2010). Setelah data seismic diperoleh dan diproses, data tersebut harus diubah menjadi data yang dapat digunakan oleh pengambil keputusan (peta, profil pengeboran, model reservoir dll). Interpretasi data seismic dapat memakan waktu beberapa bulan bahkan tahun. Pekerjaan ini akan melibatkan personel dan biaya berkisar antara US\$ 100.000 sampai US\$ 1.000.000 (Babusiaux, 2007).

2.7.2 Biaya Pengeboran dan Kompleksi

Dengan banyaknya jumlah sumur yang harus dibor untuk mempertahankan produksi *shale gas*, biaya setiap sumur merupakan faktor penting dalam keekonomian produksi *shale gas* (Clark et al., 2021).

Biaya pengeboran dan kompleksi adalah salah satu biaya yang paling menonjol yang bertanggung jawab untuk mendefinisikan pengeluaran modal (Capex). Hampir 95% dari Capex berasal dari biaya yang dikeluarkan untuk keperluan pengeboran dan kompleksi. Biaya capex rata-rata untuk pengeboran dan kompleksi di lima *shale play* di Amerika berkisar US\$ 5.900.000 hingga US\$ 8.200.000 per sumur di tahun 2014. Sebagai perbandingan, untuk biaya pengeboran dan kompleksi di Duvernay *play* Kanada berkisar antara US\$ 8.100.000 hingga US\$ 13.500.000 per sumur pada tahun 2014 (Mistré, Crénes, & Hafner, 2018).

Dalam analisis tahun 2014, ICF mengasumsikan biaya modal untuk pengeboran dan kompleksi sumur *shale* di Inggris adalah 50% lebih tinggi dari sumur Amerika Serikat yang mana diperkirakan berjumlah US\$ 17.000.000 per sumur. Dengan asumsi struktur biaya serupa dengan yang ada di Amerika Serikat pada tahun 2014, perkiraan biaya pengeboran eksplorasi di Polandia adalah 45% lebih tinggi dari Amerika Serikat yaitu berkisar US\$ 13.000.000 hingga US\$ 21.000.000. Sedangkan untuk rata-rata biaya pengeboran dan kompleksi pada *shale play* di Cekungan Sichuan China adalah US\$ 10.400.000 hingga US\$ 11.700.000 per sumur pada pertengahan 2015 (Mistré et al., 2018).

Untuk biaya pengeboran horizontal termasuk didalamnya yaitu pengeluaran dari sewa rig, fluida pengeboran, casing, liner dan semen. Dan untuk biaya kompleksi termasuk biaya peralatan kepala sumur untuk *fracking*,

biaya kompleksi liner dan tubing, proppant dan biaya lainnya (air dan pemompaan) (Mistré et al., 2018).

Berdasarkan Laporan Akhir mengenai Studi MNK di Indonesia, untuk total biaya pengeboran satu sumur horizontal dengan kedalaman 12.400 ft adalah US\$ 22.284.163,04 (Musu et al., 2020).

2.7.3 Biaya Pembangunan Fasilitas Produksi

Untuk mendapatkan gas yang berkualitas diperlukan sistem separasi dimana ini adalah proses pemisahan antara gas dan cairan, yang tujuannya untuk meningkatkan kemurnian gas dan membuang zat pengotor. *Dehydration unit* adalah proses pemisahan kandungan air dalam suatu aliran gas. Selain dari memenuhi kualitas dari penjualan gas tujuan pemisahannya yaitu untuk mencegah korosi dan mencegah pembentukan senyawa hidrat serta memaksimalkan efisiensi aliran pipa. Kadar air hasil dehidrasi gas alam terbatas hingga maksimum 10 lb/MMscf sebagai syarat spesifikasi *pipeline* dan penjualan gas.

Biaya pembangunan fasilitas produksi berdasarkan Laporan Akhir mengenai Studi MNK di Indonesia terdiri dari biaya *equipment*, material, *prefabrication*, kontruksi, *design*, *project management*, asuransi dan sertifikasi serta kontingensi yang total biayanya mencapai US\$ 704.242.000 (Musu et al., 2020).

Berdasarkan simulasi Aspen Plus dari design kasus dasar TEG *dehydration unit* untuk mendapatkan kadar air hasil dehidrasi gas alam sebesar 8,514 lb/MMscf, total biaya yang dikeluarkan untuk pemasangan *dehydration unit* adalah sebesar US\$ 3.694.601,2, ini diperoleh dengan menjumlahkan biaya modal tahunan dan biaya operasional tahunan (Kharisma, Arianti, Affandy, & Anugraha, 2020).

Gas yang telah memenuhi spesifikasi *pipeline* kemudian akan disalurkan melalui jaringan pipa di titik penyerahan yang diasumsikan sejauh 50 km. Biaya transportasi gas melalui *pipeline* tergantung dari jarak yang ditempuh dan diameter *pipeline*. Berdasarkan Laporan Akhir mengenai Studi MNK di Indonesia, biaya *pipeline* untuk penyaluran gas dengan jarak 50 km dan diameter pipa sebesar 12 inci yaitu sebesar US\$ 25.917.000 (Musu et al., 2020).

2.7.4 Biaya Operasi

Biaya Operasi Sewa untuk pengembangan lapangan *shale gas* di Formasi Naintupo diasumsikan sebesar US\$ 1/MMBTU. Asumsi biaya tersebut berdasarkan biaya operasi sewa (*lease operating expenses*) dari pengelolaan lapangan Duvernay di Kanada, dimana biaya pengolahan dan pembuangan air, biaya bahan bakar untuk mengoperasikan peralatan kepala sumur dan pompa dan biaya pemeliharaan peralatan merupakan pengeluaran utama dari biaya operasi sewa tersebut (Mistré et al., 2018).

2.8 *State of The Art*

Terdapat berbagai literatur yang berhubungan dengan penelitian yang dilakukan dan digunakan sebagai pedoman dalam melakukan penelitian. Berikut adalah kumpulan dari *state of the art* dari berbagai peneliti sebelumnya:

Pada penelitian Nandasari dan Priadythama melakukan analisa kelayakan ekonomi pada proyek penambahan sumur baru, dari hasil produksi lapangan dengan kegiatan selama 19 tahun kemudian dilakukan perhitungan PSC *Cost Recovery* (NPV, IRR dan POT). Hasil perhitungan PSC *Cost Recovery*, proyek penelitian ini layak dijalankan (Nandasari & Priadythama, 2015).

Pada penelitian Ariyon melakukan studi kelayakan ekonomi pengembangan lapangan darat di Cekungan Sumatera Selatan dengan menggunakan kontrak PSC *Gross Split*. Diperkirakan lapangan ini akan memproduksi minyak mulai tahun 11 dan akan mengalami penurunan produksi pada tahun ke-16 dikarenakan tekanan reservoir yang menurun. Hasil indikator *profit* pada proyek ini menunjukkan bahwa NPV bernilai positif, IRR lebih besar dari MARR yang diinginkan ($i = 15\%$). Hal ini menunjukkan bahwa lapangan ini bernilai ekonomis dan layak untuk dikembangkan (Ariyon, Setiawan, & Reza, 2020).

Pada penelitian Ariyon melakukan studi perbandingan keekonomian antara PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split*, untuk melihat mana yang lebih layak dan menguntungkan bagi pemerintah dan kontraktor pada proyek pengembangan lapangan minyak marjinal. Hasil perhitungan indikator keuntungan menggunakan kontrak PSC *Cost Recovery* menunjukkan bahwa NPV bernilai Positif, IRR kecil dari MARR yang diinginkan perusahaan ($i = 15\%$), dan POT 3,0 tahun, jadi dapat

disimpulkan bahwa lapangan tersebut tidak ekonomis dan tidak layak untuk dilakukan pengembangan. Sedangkan hasil perhitungan indikator keuntungan menggunakan sistem kontrak PSC *Gross Split* menunjukkan bahwa NPV bernilai Positif, IRR besar dari MARR yang diinginkan ($i = 15\%$), dan POT yang bernilai kecil dari umur proyek 3,3 tahun, maka dapat dikatakan lapangan tersebut bernilai ekonomis dan layak untuk dilakukan pengembangan. Berdasarkan hal tersebut, dengan melihat harga minyak sedang rendah seperti sekarang maka penggunaan kontrak PSC *Gross Split* lebih ekonomis dan menguntungkan untuk dikembangkan daripada PSC *Cost Recovery* (Ariyon, 2019).

Pada penelitian Anjani dan Baihaqi melakukan analisa koperatif dari dua skema PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split* yang mengambil salah satu kasus dari kontraktor SKK migas. Penelitian difokuskan pada dua kasus proyek pengembangan migas lepas pantai X dan Y, yang mana akan mengganti skema kontraknya dari PSC *Cost Recovery* ke PSC *Gross Spit* setelah masa kontraknya berakhir pada Januari 2017. Hasil dari pengolahan dan analisis data untuk kedua studi kasus proyek X dan Y menguntungkan kontraktor dan layak untuk dikembangkan. NPV positif di kedua skema, IRR di atas ekspektasi perusahaan ($> 15\%$) dan untuk periode pengembalian modal di tahun yang sama. Dapat disimpulkan bahwa skema PSC *Gross Split* akan menguntungkan Kontraktor jika dilakukan dengan perencanaan Program Kerja & Penganggaran yang baik, perhitungan cadangan migas yang akurat, pembangunan fasilitas migas tepat waktu, serta efisiensi penggunaan biaya produksi (Anjani & Baihaqi, 2018).

Pada penelitian Irham menentukan kebijakan kontrak migas terbaik bagi kontraktor yang akan digunakan pada saat kontrak migas lama berakhir dan menentukan kebijakan kontrak mana yang akan diserahkan kontraktor pada pemerintah untuk kontrak baru ditahun 2021 pada lapangan minyak "SIPY" dalam proyek *steam flooding*. Perhitungan dilakukan sejak awal sumur itu dilakukan *steam flooding* selama 20 tahun. Kesimpulannya adalah bahwa NPV dan IRR untuk kontraktor pada PSC *Cost Recovery* lebih besar daripada PSC *Gross Split*, tetapi pada POT PSC *Gross Split* lebih lama dari POT di PSC *Cost Recovery*. Kebijakan pengelolaan energi baru dianggap sebagai skema yang kurang menarik untuk pihak kontraktor dibandingkan PSC *Cost Recovery* (Irham, Sibuea, & Danu, 2018).

Pada penelitian Giranza dan Bergmann membandingkan PSC standar dan PSC *Gross Split* untuk membuktikan apakah regulasi baru tersebut memberikan rezim fiskal yang lebih unggul bagi pemerintah dan kontraktor atau tidak. Data perhitungannya diperoleh dari laporan Wood Mackenzie tentang Rokan PSC di Sumatera Tengah. Karena proyek ini akan berakhir pada Oktober 2021 dan akan menandatangani kontrak baru PSC *Gross Split* dalam POD ketiga dengan jangka kontrak 20 tahun. Kesimpulannya, PSC *Gross Split* tidak lebih superior dari rezim fiskal dibandingkan PSC standar. Meskipun PSC *Gross Split* memberikan struktur progresifitas yang lebih baik dan administrasi yang sederhana, namun risiko yang berlebihan bagi kontraktor terkait profitabilitas membuat risiko bagi hasil tidak seimbang. Cara yang bisa dilakukan kontraktor adalah efisiensi biaya dan menggenjot produksi (Giranza & Bergmann, 2018).

Pada penelitian Clark dkk mengenai ekonomi *shale gas* di Afrika Selatan. Dalam penelitiannya ini, akan melihat apakah *shale gas* di Karoo ini merupakan pilihan yang layak secara ekonomi untuk menyediakan gas yang dibutuhkan untuk jaringan listrik di Afrika Selatan? Hasil analisa dari penelitian yaitu menunjukkan bahwa penurunan harga gas global dan tingginya potensi biaya produksi untuk pengembangan *shale gas* di Afrika Selatan menyebabkan minat terhadap pengembangan *shale gas* menjadi menurun. Sehingga untuk tujuan perencanaan jangka panjang, *shale gas* tidak mampu menjadi pilihan yang layak untuk menyediakan gas yang dibutuhkan untuk jaringan listrik. Ditambah dengan adanya potensi alternatif gas lain yang biayanya jauh lebih rendah daripada *shale gas* untuk menyalurkan listrik ke Afrika Selatan (Clark et al., 2021).

Pada penelitian Ahmed dan Razaei Gomari melakukan analisa kelayakan ekonomi pada pengembangan permainan *shale* Bowland di Inggris. Dimana hasil dari penelitian ini nanti akan membantu calon operator dan investor dalam pengambilan keputusan untuk memastikan keberhasilan investasi dari ekstraksi *shale gas* pada permainan *shale* Bownland di masa depan. Pada penelitian ini dibuat tiga rencana pengembangan lapangan yaitu pengeboran, *refracturing* dan kombinasi pengeboran dan *refracturing*. Hasilnya terlihat bahwa kombinasi antara pengeboran dan *refracturing* menjadi rencana pengembangan yang paling layak secara ekonomi dengan rata-rata RGP \$7.21/Mcf (Ahmed & Razaei-Gomari, 2019).

Pada penelitian Jumiati dan Sismartono yaitu melakukan evaluasi ekonomi dari dua sistem kontrak PSC untuk mengetahui kelebihan dan kekurangan dari masing-masing kontrak dengan mengambil contoh kasus lapangan gas *offshore* di Sumatera Utara. Hasil penelitian menunjukkan bahwa untuk kasus di Sumatera Utara penggunaan PSC *Gross Split* lebih menguntungkan daripada PSC *Cost Recovery*. Dimana pemerintah mendapatkan *cash flow* yang sedikit lebih besar pada sistem PSC *Gross Split* dibandingkan dengan sistem PSC *Cost Recovery*. Sedangkan *cash flow* untuk kontraktor PSC *Cost Recovery* lebih besar dibandingkan dengan PSC *Gross Split*. Dan jika dilihat dari nilai POT nya, PSC *Cost Recovery* sedikit lebih cepat daripada PSC *Gross Split* (Jumiati & Sismartono, 2018).

Pada penelitian Aulia yaitu melakukan analisa keekonomian dengan tujuan untuk mengevaluasi dan melihat berapa besar potensial pendapatan pemerintah dan kontraktor dari proyek *shale* hidrokarbon di Indonesia. Analisa keekonomian dilakukan di tiga pulau berbeda yaitu Pulau Sumatera, Jawa dan Kalimantan dengan berbagai sistem bagi hasil yang diteliti seperti PSC Tahun 2010, *Net PSC with Sliding Scale* dan *Gross PSC with Sliding Scale*. Hasilnya menunjukkan bahwa dari tiga sistem bagi hasil yang diteliti, *Gross PSC with Sliding Scale* merupakan sistem yang paling tepat untuk digunakan jika dibandingkan dengan sistem bagi hasil lainnya dalam pengembangan *shale* hidrokarbon di Indonesia. Hal ini dikarenakan sistem *Gross PSC with Sliding Scale* memiliki IRR yang cukup lebih tinggi dibandingkan dengan sistem bagi hasil lainnya. Sedangkan untuk melakukan pengembangan yang layak secara ekonomi, diperlukan *range* harga minyak dan gas, untuk harga minyak berkisar US\$ 80-130 /barel dan harga gas berada di antara kisaran US\$ 7-8 MMBtu. Jika harga minyak dan gas dibawah *range* tersebut, maka proyek tersebut tidak ekonomis (NPV Negatif) (Agsa, Kartoatmodjo, & Sibuea, 2017).

Pada penelitian Afianti yaitu melakukan analisa keekonomian blok NSRN dengan menggunakan PSC *Gross Split* dan dilakukan penambahan diskresi jika hasil keekonomian dianggap kurang atraktif. Hasil perhitungan dengan menggunakan skema PSC *Gross Split* sebelum penambahan split pada Blok NSRN menghasilkan NPV sebesar -141 MMUS\$ dan MIRR Sebesar 4%. Hasil Keekonomian PSC *Gross Split* setelah penambahan *split* 22.2% menghasilkan NPV

sebesar 217 MMUS\$ dan MIRR sebesar 18%. Berdasarkan hasil perhitungan diatas dapat disimpulkan bahwa sistem kontrak PSC *Gross Split* setelah penambahan diskresi *split* untuk kontraktor sebesar 22.2% pada Blok NSRN memiliki hasil lebih atraktif dari segi total pendapatan kontraktor dibandingkan dengan sistem kontrak PSC *Gross Split* tanpa penambahan diskresi (Afiati, Irham, & Pramadika, 2020).

Pada penelitian Winasta mengenai rezim migas baru di Indonesia. Penelitiannya ini dilakukan dengan menganalisis dua model kontrak bagi hasil yaitu PSC Standar dan PSC *Gross Split* untuk melihat besarnya pendapatan dari pemerintah dan kontraktor pada lapangan X. Hasil dari penelitiannya terlihat bahwa dengan menggunakan PSC Standar, lapangan X diperkirakan akan beroperasi selama 20 tahun. Sedangkan skema PSC *Gross Split*, lapangan X akan ditutup dalam 13 tahun karena biaya operasi yang tinggi. Selain itu dengan skema PSC Standar didapatkan *net revenue* yang lebih besar dari PSC *Gross Split* (Winasta, 2019).

Pada penelitian Herianto mengenai analisa ekonomi dari rekayasa data pada studi kasus lapangan A dengan rencana pengembangan lapangan menggunakan PSC *Cost Recovery* yang dilakukan selama 30 tahun. Dimana hasil perhitungan menggunakan PSC *Cost Recovery* menunjukkan bahwa lapangan A dikatakan menguntungkan untuk dikembangkan, dimana didapatkan nilai NPV yang positif yaitu sebesar US\$ 21.948.937,46, ROR = 33,24 % yang nilainya lebih besar dari *discount rate* 12%, DPIR = 0,7 dimana nilainya melebihi target minimum DPIR dimana proyek tersebut menguntungkan kontraktor, PIR = 2,03 kali yang menunjukkan jumlah keuntungan dari setiap dolar yang diinvestasikan sebagai modal dan POT yaitu 3,69 tahun menunjukkan bahwa proses pengembalian modal untuk investasi relatif cepat (Herianto, 2018).

Pada penelitian Ferdian melakukan optimasi pengembangan CBM menggunakan kontrak bagi hasil untuk studi kasus lapangan Sumbagsel, Indonesia. Penelitian dilakukan dengan 2 skenario pengembangan CBM yaitu model A dan model B. Hasil simulasi dari indikator ekonomi untuk proyek pengembangan CBM model A menghasilkan nilai NPV, IRR, PI dan POT yang lebih baik dibandingkan dengan skenario pengembangan CBM model B (Ferdian, Ilyas, & Mediyanti, 2014).

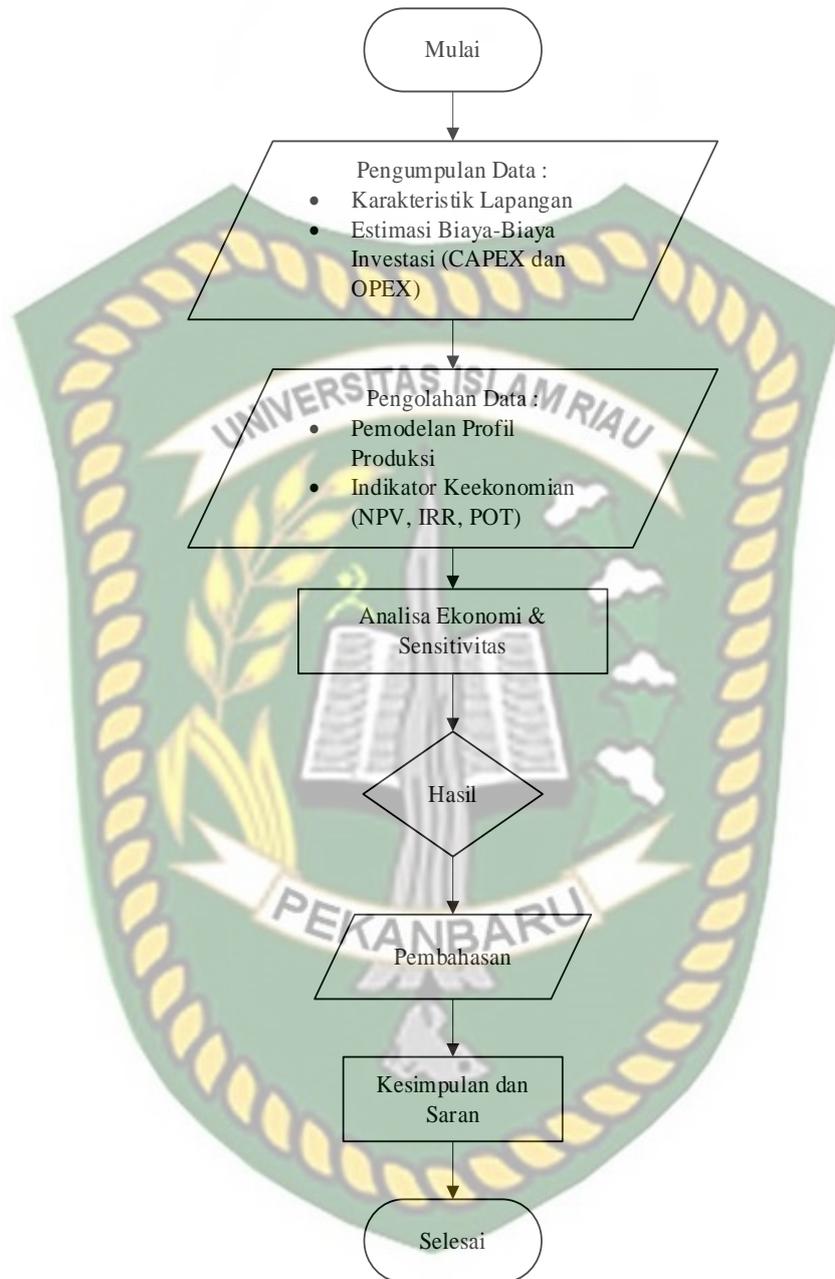
BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Uraian Metode Penelitian

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

1. Melakukan studi literatur mengenai karakteristik sumur dan cadangan *shale gas* di Indonesia, terutama *shale gas* di Cekungan Tarakan. Dan sebagai referensi, digunakan juga lapangan *shale gas* di Amerika Serikat karena keberhasilan negara tersebut dalam memproduksi *shale gas* secara komersial.
2. Membuat profil produksi sumur dengan menggunakan persamaan kurva penurunan hiperbolik serta mencari produksi kumulatif untuk satu sumur dan produksi kumulatif lapangan.
3. Melakukan estimasi harga minyak dan gas serta biaya-biaya yang dibutuhkan dalam pengembangan lapangan *shale gas*. Biaya ini dibagi menjadi dua komponen utama yaitu capex dan opex.
4. Melakukan perhitungan keekonomian dengan sistem kontrak bagi hasil dengan menggunakan skema PSC *Cost Recovery* dan skema PSC *Gross Split*.
5. Hasil keekonomian yang diperoleh dari perhitungan skema PSC *Cost Recovery* dan skema PSC *Gross Split* kemudian dilakukan perhitungan terhadap indikator keekonomian seperti NPV, IRR dan POT.
6. Melakukan analisa sensitivitas terhadap indikator keekonomian untuk mengetahui parameter mana yang paling berpengaruh dalam menentukan hasil keekonomian.

3.2 Flow Chart Penelitian



Gambar 3.1 Flow Chart

3.3 Jenis Penelitian

Jenis penelitian yang dilakukan adalah Studi kasus. Studi kasus penelitian ini pada lapangan *shale gas* Formasi Naintupo.

3.4 Tempat Penelitian dan Teknik Pengambilan Data

Penelitian dengan menggunakan data sekunder, mengambil dari salah satu studi kasus pada lapangan *shale gas* di Formasi Naintupo yang terletak di sebelah utara di timur laut pantai Kalimantan. Lapangan berada pada Cekungan Tarakan dengan luas sebesar 19.450 km².

3.5 Jadwal Penelitian

Tabel 3.1 Jadwal Penelitian

Tahapan penelitian	2021												2022
	Jan	Feb	Mar	Apr	Mei	Juni	Juli	Agus	Sep	Okt	Nov	Des	Jan
Studi Literatur													
Pengumpulan Data													
Seminar Proposal													
Pengolahan Data													
Penulisan													
Sidang Tugas Akhir													

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada bab ini akan dibahas mengenai hasil perbandingan keekonomian dari pengembangan lapangan *shale gas* di Formasi Naintupo, Cekungan Tarakan.

4.1 Pengolahan Data

4.1.1 Profil Produksi Sumur

Pengembangan lapangan *shale gas* di Formasi Naintupo, Cekungan Tarakan akan dilakukan dengan dua model kontrak yaitu PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split*. Kedua model kontrak ini diasumsikan akan berlangsung selama 30 tahun dengan durasi masa eksplorasi selama 10 tahun dan durasi eksploitasi selama 20 tahun. Dalam jangka waktu 7 tahun pertama kontrak setelah ditandatangani, program kerja yang dijalankan adalah melakukan kegiatan studi geology & geofisika, seismic, pengeboran eksplorasi, pembangunan fasilitas produksi serta penyusunan POD. Ditambah 3 tahun sesudahnya untuk penyelesaian fasilitas produksi. Guna menjaga profil produksi, mulai dari tahun ke-11 sampai dengan tahun ke-25, setiap tahunnya akan dilakukan pengeboran 6 sumur sehingga total jumlah sumur yang dibor mencapai 90. Jumlah sumur produksi pada akhir tahun produksi dapat dilihat pada Tabel 4.1 dan Gambar 4.1 di bawah ini:

Tabel 4.1 Jumlah Sumur 20 tahun Eksploitasi

Jumlah Sumur Produksi		
Tahun	Jumlah Sumur yang dibor	Total Sumur
1	6	6
2	6	12
3	6	18
4	6	24
5	6	30
6	6	36
7	6	42
8	6	48
9	6	54
10	6	60
11	6	66
12	6	72
13	6	78
14	6	84
15	6	90
16	0	90

17	0	90
18	0	90
19	0	90
20	0	90



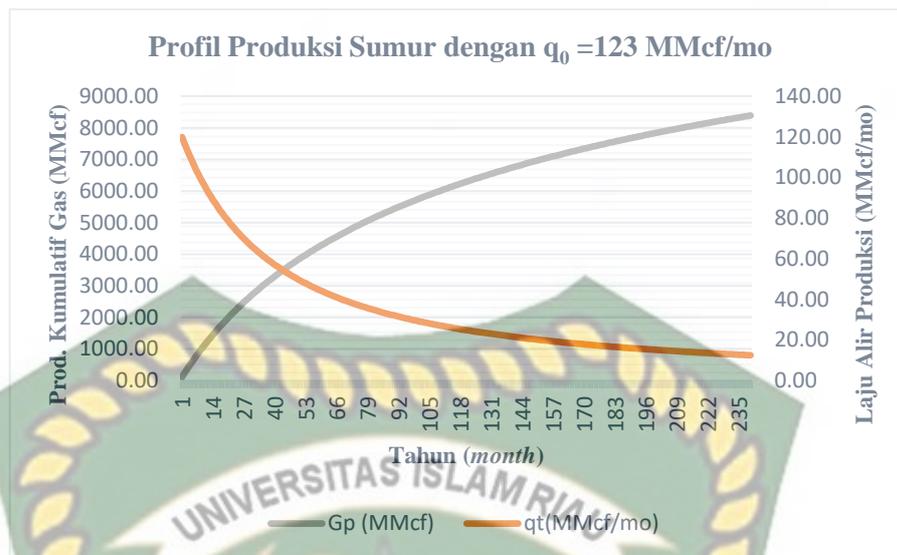
Gambar 4.1 Jumlah Sumur 20 tahun Eksploitasi

Produksi *shale gas* di Formasi Naintupo, Cekungan Tarakan menggunakan kurva penurunan hiperbolik JJ Arps yang dihitung setiap bulan. Konstanta q_i , b dan D_i yang digunakan dalam kurva penurunan produksi tersebut didasarkan pada profil produksi lapangan Fayetteville di Amerika Serikat yang memiliki kesamaan jenis fluida reservoir yaitu *dry gas* dengan Formasi Naintupo di Cekungan Tarakan. Rentang konstanta q_i , b dan D_i di Lapangan Fayetteville terdapat dalam Tabel 3.1 berikut:

Tabel 4.2 Rentang Parameter Kurva Penurunan Produksi Lapangan Fayetteville

Lapangan	Parameter	Min	Max
Fayetteville	q_0 (MMcf/mo)	122.020	364.690
	b	0.7372	0.9294
	D_i (year ⁻¹)	0.1011	0.3803

Dalam studi kasus *shale gas* di Formasi Naintupo, akan digunakan asumsi laju alir diawal produksi sebesar 123 MMcf/mo, b sebesar 0.78 dan D_i sebesar 0.32 year⁻¹. Parameter-parameter diatas diambil berdasarkan rentang nilai dari lapangan Fayetteville.



Gambar 4.2 Profil Produksi untuk Satu Sumur

Berdasarkan profil produksi diatas menunjukkan bahwa produksi kumulatif untuk satu sumur meningkat secara signifikan hingga tahun ke 4. Mulai tahun ke-4 laju alir produksi memiliki kecenderungan semakin menurun yang menyebabkan produksi kumulatif sumur tidak bertambah secara signifikan. Oleh karena itu untuk meningkatkan dan mempertahankan produksi, penambahan sumur produksi perlu dilakukan secara terus-menerus.

Selama 20 tahun masa eksploitasi atau masa produksi, sumur dengan laju alir gas awal sebesar 123 MMcf/mo akan menghasilkan produksi kumulatif untuk satu sumur sebesar 118.14 BCF dan produksi kumulatif lapangan sebesar 5.87 TCF dari 34,5 TCF *risked gas-in-place* yang terkandung di dalam Formasi Naintupo.

4.1.2 Biaya Investasi Pengembangan Lapangan *Shale Gas* Formasi Naintupo

Biaya investasi terbagi menjadi dua komponen utama yaitu *capital expenditure* (Capex) dan *operating expenditure* (Opex). Capex dalam pengembangan lapangan *shale gas* mencakup biaya eksplorasi dan pengembangan. Biaya eksplorasi adalah biaya yang terkait dengan aktivitas pencarian sumber daya migas seperti biaya geologi & geofisika, seismic, pengeboran eksplorasi. Sedangkan biaya pengembangan ini terdiri dari biaya pengeboran, biaya kompleksi serta biaya fasilitas produksi.

Untuk biaya geologi, geofisika dan seismik ini terdiri dari biaya akuisisi, biaya proses data dan interpretasi data. Program seismic di Cekungan Tarakan ini akan mengikuti referensi biaya yang ada di Afrika Selatan yaitu untuk seismic 2D sebesar US\$ 15.000 /km dan seismic 3D sebesar US\$ 75.000 /km³. Formasi Naintupo memiliki luas wilayah yang prospektif seluas 2616 km² dengan *net thickness* yaitu 375 ft. Berdasarkan perkiraan, biaya seismic 2D dengan asumsi panjang total 1.000 km yaitu sebesar US\$ 15.000.000 dan biaya seismic 3D dengan luas area yang diminati 300 km³ adalah US\$ 22.500.000. Biaya pemrosesan data seismic 3D adalah US\$ 2.500.000. Sedangkan referensi biaya yang digunakan untuk interpretasi data seismic yaitu mengambil rentang dari pekerjaan yang melibatkan personel yaitu US\$ 500.000. Jadi untuk total biaya geologi, geofisika dan seismik yang digunakan untuk pengembangan lapangan *shale gas* di Formasi Naintupo adalah US\$ 40.500.000.

Biaya pengeboran dan kompleksi untuk satu sumur horizontal adalah US\$ 22.284.163,04, ini diambil berdasarkan estimasi biaya yang digunakan pada Laporan Akhir mengenai Studi MNK di Indonesia yang memiliki total kedalaman formasi yang hampir sama dengan lapangan yang ada di Formasi Naintupo yaitu kisaran 6.600 ft – 16.000 ft.

Biaya pembangunan fasilitas produksi dan *pipeline* diambil berdasarkan estimasi biaya yang digunakan pada Laporan Akhir mengenai Studi MNK di Indonesia yang total biayanya adalah US\$ 730.159.000. Dan penambahan biaya pemasangan TEG *dehydration unit* yaitu sebesar US\$ 3.694.601,2.

Perhitungan biaya capex juga memperhitungkan biaya *tangible* dan biaya *intangible*. Biaya *tangible* adalah biaya yang memiliki nilai sisa untuk peralatan seperti *casing*, *tubing*, dan *wellhead*. Biaya *intangible* adalah biaya yang tidak memiliki nilai sisa dapat berupa biaya tenaga kerja, biaya *chemical*, fluida pengeboran yang mana biaya ini akan langsung di bebaskan pada saat tahun berjalan. Biaya *intangible* dari pengeboran sumur biasanya berkisar antara 65-80% dari total biaya . Untuk biaya pengeboran dalam studi ini, biaya *tangible* diasumsikan sebesar 20% dan biaya *intangible* sebesar

80%. Sedangkan untuk biaya fasilitas produksi, asumsi biaya *tangible* sebesar 30% dan *intangible* 70%. Untuk di Indonesia biaya *tangible* fasilitas produksi akan terdepresiasi sebesar 25% selama lima tahun.

Operating cost untuk pengembangan lapangan *shale gas* di Formasi Naintupo, Cekungan Tarakan diasumsikan sebesar US\$1/MMBtu. Harga *Operating cost* tersebut dapat berubah-ubah pada waktu tertentu, hal tersebut disebabkan adanya faktor eskalasi. Oleh sebab itu, maka diasumsikan bahwa faktor eskalasi sebesar 3% per tahun.

4.1.3 Fiskal dan Pajak

Pada skema *PSC Cost Recovery*, besaran fiskal dan pajak yang berlaku adalah sebagai berikut:

- *Equity to be split* = 70% pemerintah : 30% kontraktor
- *Government Tax* = 44%
- *FTP* = 20%
- *DMO* = 25 %
- *DMO Fee* = 100%

Pada skema kontrak *PSC Gross Split*, besaran fiskal dan pajak yang digunakan dalam perhitungan adalah sebagai berikut:

- *Base Split* = 52% pemerintah : 48% kontraktor
- *Base Split* + Komponen Variabel = 28% pemerintah : 72% kontraktor
- Komponen variabel yang digunakan terdapat pada Tabel 4.3 berikut :

Tabel 4.3 Komponen Variabel *PSC Gross Split*

No	Karakteristik	Parameter	Koreksi <i>Split</i> Bagian Kontraktor (%)
1	Status Lapangan	POD I	5.0
		POD II	3.0
		No POFD	0
2	Lokasi Lapangan (*h=kedalaman laut dalam meter)	<i>Onshore</i>	0.0
		<i>Offshore</i> (0<h≤20)	8.0
		<i>Offshore</i> (20<h≤50)	10.0
		<i>Offshore</i> (50<h≤150)	12.0
		<i>Offshore</i> (150<h≤1000)	14.0

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

- *Base split* dan komponen variabel kemudian akan disesuaikan dengan komponen progresif berupa harga gas dan kumulatif produksi:

Tabel 4.4 Komponen Progresif PSC *Gross Split*

No	Karakteristik	Parameter	Koreksi <i>Split</i> Bagian Kontraktor (%)
1	Harga Gas Bumi (US\$/MMBTU)	< 7	(7-Harga Gas Bumi) $\times 2,5$
		7-10	0.0
		> 10	(10-Harga Gas Bumi) $\times 2,5$
2		< 30	10.0

Jumlah kumulatif produksi Minyak dan Gas Bumi (MMBOE)	$30 \leq x < 60$	9,0
	$60 \leq x < 90$	8,0
	$90 \leq x < 125$	6,0
	$125 \leq x < 175$	4,0
	≥ 175	0,0

- *Government Tax* = 44%

4.2 Hasil dan Analisa Perhitungan Keekonomian

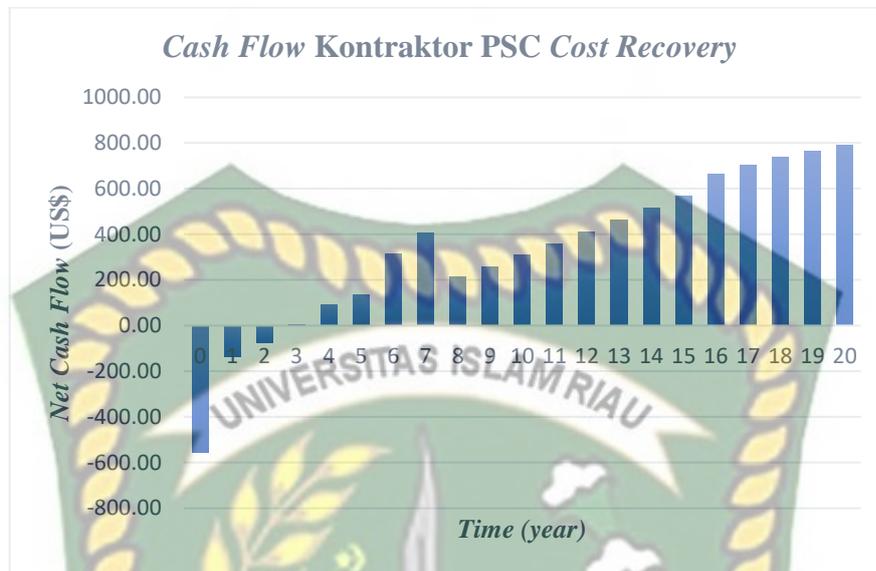
Sebelum melakukan perhitungan indikator keekonomian, perlu ditentukan harga jual gas. Harga jual gas ditentukan berdasarkan harga jual gas di pasar domestik. Sesuai dengan Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 121 Tahun 2020 tentang Perubahan Atas Peraturan Presiden Nomor 40 Tahun 2016 tentang Penetapan Harga Gas Bumi, pasal 3 ayat 1 menyebutkan bahwa menteri menetapkan harga gas bumi tertentu di titik serah pengguna gas bumi (*plant gate*) dengan harga paling tinggi US\$ 6 /MMBtu. Mengingat bahwa di Indonesia belum ada pengembangan terhadap sumber daya *shale gas*. Maka untuk harga jual gas di studi kasus ini diambil sebesar US \$ 6 /MMBtu.

Analisis keekonomian dilakukan dengan menghitung beberapa indikator keekonomian seperti NPV, IRR dan POT. Berdasarkan Pedoman Tata Kerja SKK Migas No. PTK-0098/SKKMA0000/20121/S9 tentang *Plan of Development* (POD) revisi 03, nilai *present value* disarankan menggunakan *discount factor* (10%). Suatu proyek dikatakan menguntungkan jika memiliki $NPV > 0$ dengan *discount factor* 10%, IRR lebih besar dari 10% dan POT yang singkat. Terdapat dua skema kontrak kerja sama yang digunakan dalam analisis keekonomian ini yaitu skema kontrak *PSC Cost Recovery* dan *PSC Gross Split*.

4.2.1 Skema Kontrak *PSC Cost Recovery*

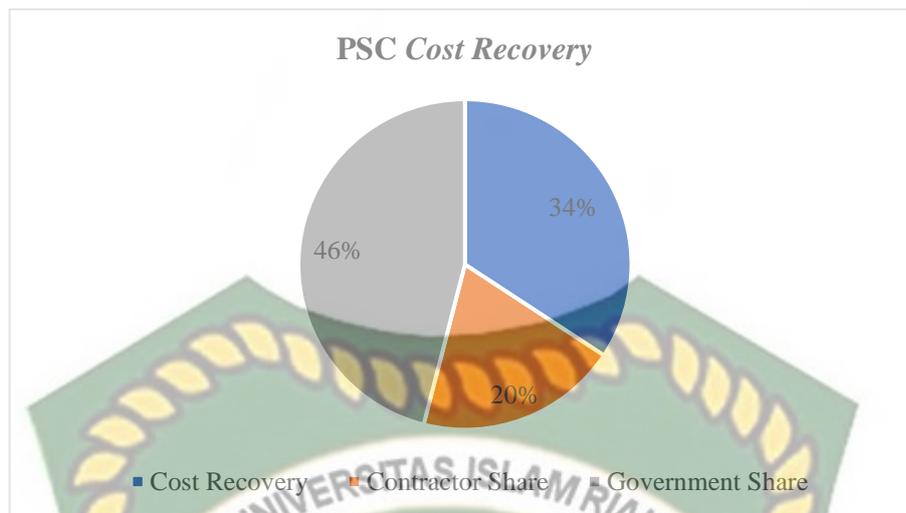
Dilihat dari Indikator keekonomian NPV, proyek pengembangan lapangan *shale gas* di Formasi Naintupo ini dapat dikatakan layak untuk dijalankan karena dengan tingkat *discount factor* (10%) didapat nilai NPV yang positif sebesar 1.443,35 MM US\$. Dan dari IRR juga terlihat bahwa proyek tersebut layak dijalankan, yaitu dengan tingkat IRR sebesar 21,63%. Sedangkan jika dilihat dari indikator keekonomian POT, lama nya waktu

pengembalian untuk proyek ini adalah 6,54 tahun. Mengingat jangka waktu ekonomis proyek ini adalah 30 tahun maka proyek ini layak untuk dijalankan.



Gambar 4.3 *Cash Flow Kontraktor PSC Cost Recovery*

Berdasarkan Gambar 4.3 dapat dilihat bahwa *cash flow* kontraktor pada lapangan *shale gas* di Formasi Naintupo memiliki nilai negatif dari tahun 0 (masa awal eksploitasi) sampai dengan tahun ke-2, hal ini dikarenakan pada tahun tersebut total dari pendapatan kontraktor belum mampu untuk memulihkan besarnya *cost recovery* yang dikeluarkan pada tahun tersebut. Di tahun ke-3 terlihat *cash flow* kontraktor sudah mulai mengalami sedikit kenaikan, dimana nilai *cash flow* pada tahun tersebut adalah 2,35 MM US\$, ini berarti nilai *cash flow* nya sudah positif dan melebihi 0. Kemudian dari tahun ke-4 hingga berakhirnya kontrak nilai *cash flow* terus menunjukkan tren positif dimana meningkat setiap tahunnya.

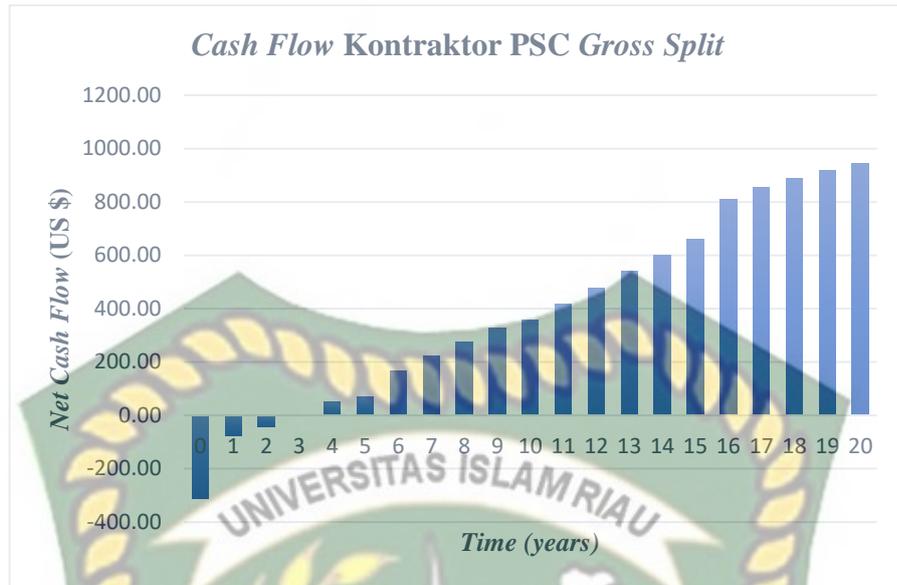


Gambar 4.4 Distribusi Pendapatan *PSC Cost Recovery*

Dari total *gross revenue* sebesar 35.209,77 MM US\$, ini akan dibagi antara pemerintah dan kontraktor. Pembagian ini akan disesuaikan dengan sistem kebijakan dari masing-masing kontrak. Untuk hasil pembagian menggunakan kontrak *PSC cost recovery* dapat dilihat pada Gambar 4.4. Dimana untuk pemerintah, hasil pembagiannya yaitu sebesar 16.198,01 MM US\$, ini sudah termasuk dengan pajak yang berlaku pada kontrak *PSC cost recovery*. Sedangkan untuk hasil pembagian dari kontraktor adalah sebesar 6.942 MM US\$ dan akan ditambah dengan kewajiban pemerintah untuk membayar kembali *cost recovery* yang dikeluarkan oleh kontraktor sebesar 12.069,76 MM US\$.

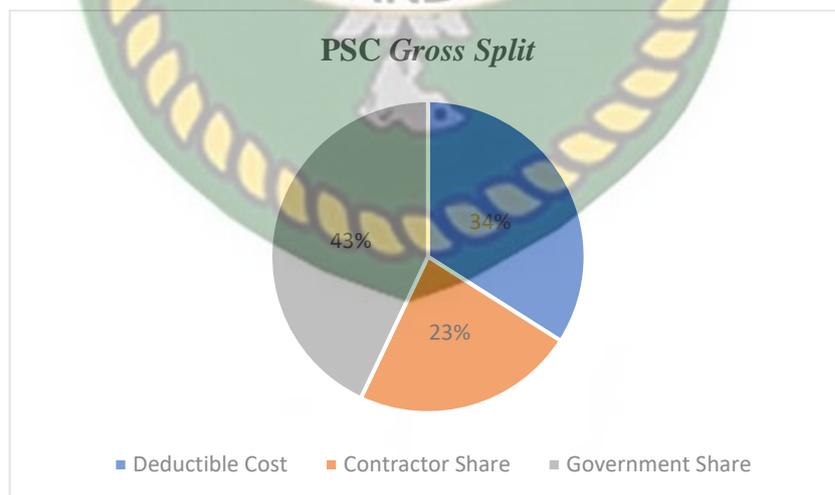
4.2.2 Skema Kontrak *PSC Gross Split*

Untuk sistem kontrak *PSC Gross Split*, hasil yang diperoleh dari indikator keekonomian tidak jauh berbeda dari *PSC Cost Recovery*. Dilihat dari Indikator keekonomian NPV, proyek ini dapat dikatakan layak untuk dijalankan karena dengan tingkat *discount factor* (10%) didapat nilai NPV yang positif sebesar 1.838,19 MM US\$. Dan dari IRR juga terlihat bahwa proyek tersebut layak dijalankan, yaitu dengan tingkat IRR sebesar 27,53%. Sedangkan jika dilihat dari indikator keekonomian POT, lama nya waktu pengembalian untuk proyek ini adalah 6,66 tahun. Mengingat jangka waktu ekonomis proyek ini adalah 30 tahun maka proyek ini layak untuk dijalankan.



Gambar 4.5 Cash Flow Kontraktor PSC Gross Split

Berdasarkan Gambar 4.5 dapat dilihat bahwa *cash flow* kontraktor pada lapangan *shale gas* di Formasi Naintupo memiliki nilai negatif dari tahun 0 (masa awal eksploitasi) sampai dengan tahun ke-3, hal ini dikarenakan pada tahun tersebut total dari pendapatan kontraktor belum mampu untuk memulihkan besarnya *cost recovery* yang dikeluarkan pada tahun tersebut. Setelah itu dari tahun ke-4 hingga berakhirnya kontrak nilai *cash flow* terus menunjukkan tren positif dimana meningkat setiap tahunnya.



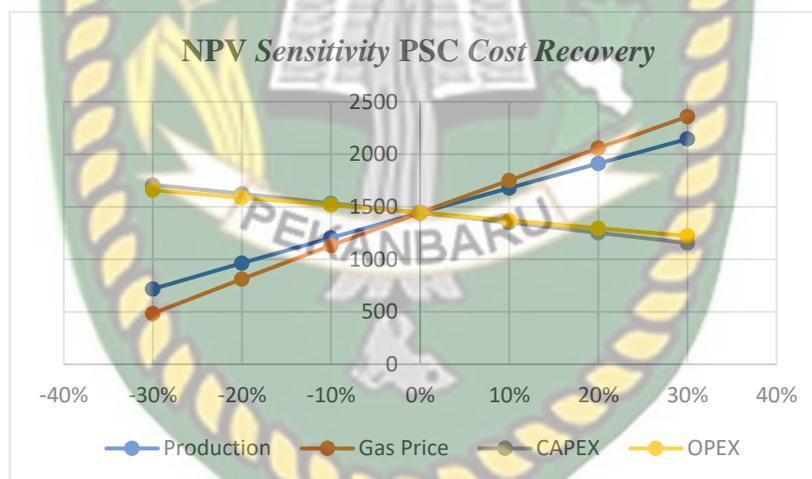
Gambar 4.6 Distribusi Pendapatan PSC Gross Split

Dari total *gross revenue* sebesar 35.209,77 MM US\$, ini akan dibagi antara pemerintah dan kontraktor. Pembagian ini akan disesuaikan dengan sistem kebijakan dari masing-masing kontrak. Untuk hasil pembagian

menggunakan kontrak *PSC Gross Split* dapat dilihat dari Gambar 4.6. Dimana untuk pemerintah hasil pembagiannya yaitu sebesar 14.997,95 MM US\$, ini sudah termasuk dengan pajak yang berlaku pada kontrak *PSC Gross Split*. Sedangkan untuk kontraktor hasil pembagiannya yaitu sebesar 8.142,06 MM US\$. Dan nilai untuk *Deductible Expenses* adalah 12.069,76 MM US\$.

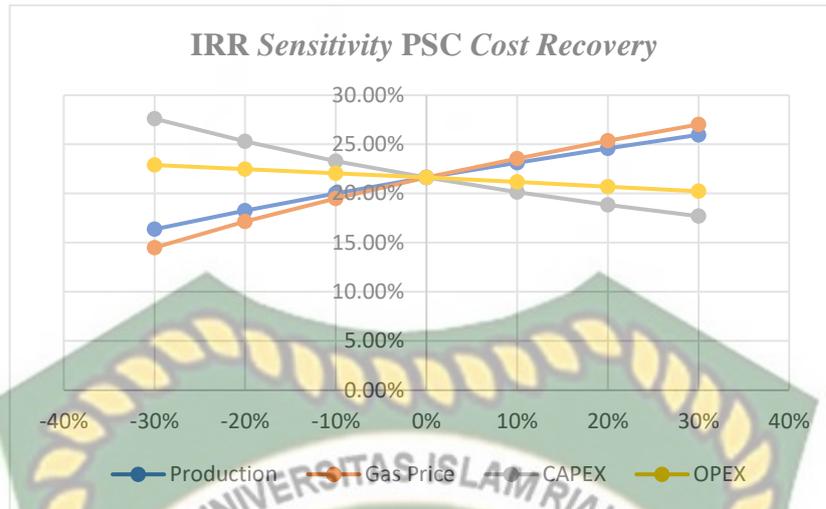
4.3 Analisa Sensitivitas

Analisa sensitivitas dilakukan dengan tujuan untuk mengetahui faktor apa yang paling berpengaruh pada proyek pengembangan lapangan *shale gas* di Formasi Naintupo baik untuk sistem kontrak *PSC Cost Recovery* maupun *PSC Gross Split*. Indikator keekonomian yang akan dianalisa yaitu NPV dan IRR. Dan faktor- faktor yang dianggap mempengaruhi nilai keekonomian kedua sistem kontrak adalah *production*, *gas price*, CAPEX dan OPEX. Hasil dari analisis sensitivitas untuk proyek pengembangan lapangan *shale gas* di Formasi Naintupo dapat dilihat pada gambar dibawah ini:



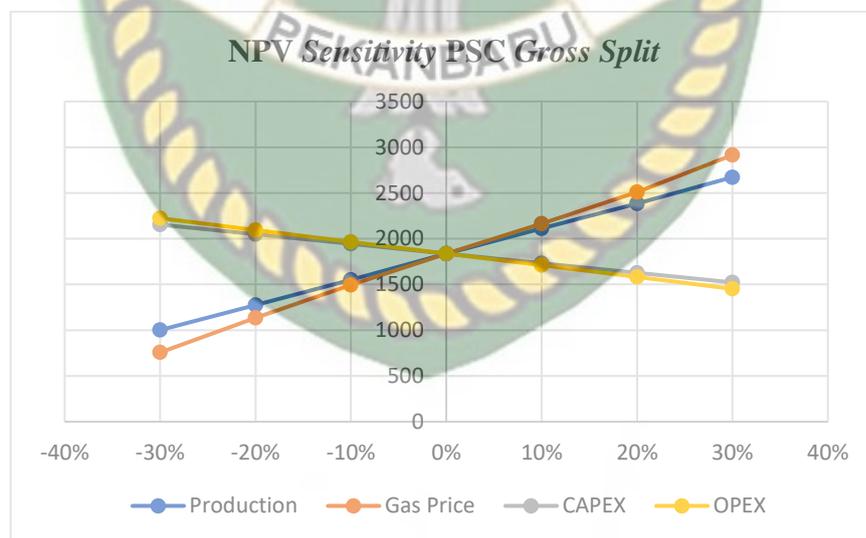
Gambar 4.7 NPV Sensitivity PSC Cost Recovery

Berdasarkan Gambar 4.7 diatas dapat dilihat bahwa kemiringan yang paling nyata terjadi pada produksi dan harga gas. Dimana saat parameternya diturun sebesar -30% maka nilai NPV nya juga ikut menurun. Ini yang kemudian membuat produksi dan harga gas menjadi salah satu parameter yang paling berpengaruh terhadap nilai NPV. Sedangkan untuk CAPEX dan OPEX juga memberikan pengaruh tetapi tidak menjadikannya sebagai parameter yang sensitif.



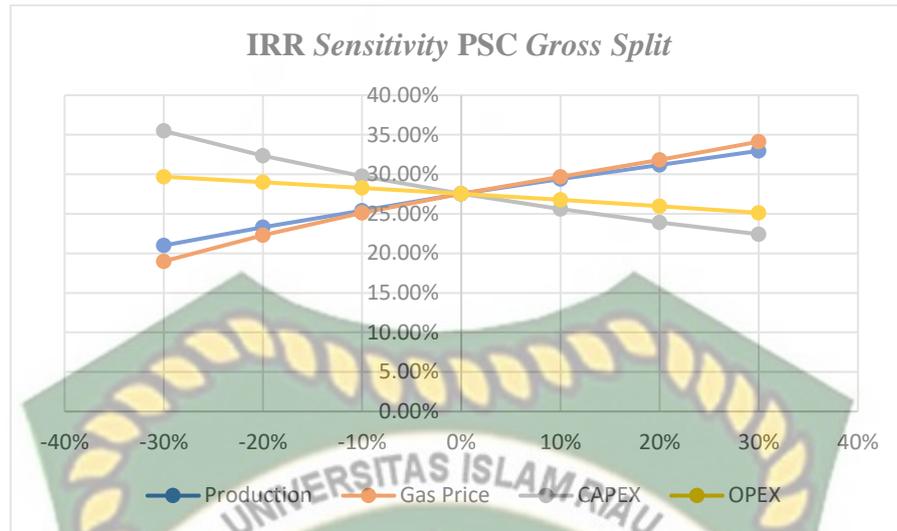
Gambar 4.8 IRR Sensitivity PSC Cost Recovery

Sama halnya dengan sensitivitas NPV, analisa sensitivitas untuk IRR pada skema PSC *Cost Recovery* menunjukkan adanya pengaruh parameter produksi dan harga gas terhadap besarnya IRR yang didapatkan. Ini terlihat dari tingkat kemiringan dari parameter tersebut. Ketika parameter tersebut dinaikan sebesar 30% maka nilai IRR nya juga ikut naik. Parameter seperti CAPEX juga ikut menentukan besarnya perubahan terhadap nilai IRR. Sedangkan untuk OPEX juga memberikan pengaruh tetapi tidak terlalu sensitif terhadap perubahan.



Gambar 4.9 NPV Sensitivity PSC Gross Split

Berdasarkan Gambar 4.9 mengenai sensitivitas NPV dengan sistem PSC *Gross Split* dapat dilihat bahwa produksi dan harga gas adalah dua parameter yang paling berpengaruh terhadap nilai NPV. Ini dapat dilihat dari kemiringan grafik. Dalam hal ini CAPEX dan OPEX juga dapat mempengaruhi nilai NPV.



Gambar 4.10 IRR Sensitivity PSC Gross Split

Kemudian untuk sensitivitas IRR untuk sistem PSC *Gross Split*, parameter yang paling mempengaruhi perubahan nilai IRR adalah produksi, harga gas dan CAPEX, ini juga berlaku untuk OPEX yang juga dapat mempengaruhi IRR.

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil dan analisa dari penelitian yang dilakukan pada sistem kontrak migas PSC *Cost Recovery* dan PSC *Gross Split* untuk lapangan *shale gas* di Formasi Naintupo, maka dapat diperoleh hasil kesimpulan sebagai berikut:

1. Perhitungan indikator keekonomian untuk kontrak PSC *Cost Recovery* dengan *discount factor* sebesar 10% didapatkan hasil NPV = 1.443,35 MM US\$, IRR = 21,63% , dan POT = 6,54 tahun. Jika dilihat dari hasil yang di dapat maka proyek pengembangan lapangan *shale gas* di Formasi Naintupo layak untuk dijalankan, hal ini dikarenakan nilai NPV yang positif, IRR yang lebih besar dari *discount factor* (10%) dan POT yang kurang dari umur proyek.
2. Perhitungan indikator keekonomian untuk kontrak PSC *Gross Split* dengan *discount factor* sebesar 10% didapatkan hasil NPV = 1.838,19 MM US\$, IRR = 27,53% , dan POT = 6,66 tahun. Jika dilihat dari hasil yang di dapat maka proyek pengembangan lapangan *shale gas* di Formasi Naintupo layak untuk dijalankan, hal ini dikarenakan nilai NPV yang positif, IRR yang lebih besar dari *discount factor* (10%) dan POT yang kurang dari umur proyek.
3. Dari hasil perhitungan keekonomian yang dilakukan, kontrak PSC *Gross Split* mendapatkan nilai yang lebih baik jika dibandingkan dengan PSC *Cost Recovery*.
4. Parameter yang paling berpengaruh (sensitif) terhadap hasil perubahan indikator keekonomian adalah produksi, harga gas dan CAPEX, dalam hal ini OPEX juga dapat mempengaruhi perubahan indikator keekonomian (NPV dan IRR).

5.2 Saran

Jika dilihat dari hasil penelitian yang dilakukan penulis mengenai keekonomian lapangan *shale gas* di Formasi Naintupo, maka saran yang penulis bisa berikan bagi penelitian selanjutnya maupun pemerintah yaitu:

1. Penulis menyarankan bagi penelitian selanjutnya untuk melakukan penelitian keekonomian untuk sumber daya nonkonvensional lainnya

- seperti CBM. Hal ini berdasarkan besar potensi cadangan untuk migas nonkonvensional di Indonesia bukan hanya dari *shale gas* tetapi juga CBM.
2. Penulis menyarankan bagi pemerintah, untuk bisa memaksimal kembali besarnya potensi dari sumber daya nonkonvensional ini, sehingga sumber daya ini bisa membantu dalam peningkatan ketahanan energi nasional serta dapat mengimbangi penurunan produksi dari gas konvensional dan menghasilkan pertumbuhan total produksi gas alam nasional.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR PUSTAKA

- Afiati, N., Irham, S., & Pramadika, H. (2020). Analisis Keekonomian Blok NSRN Dengan Menggunakan PSC Gross Split dan Penambahan Diskresi. *PETRO: Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, 9(2), 88–93.
- Agsa, M. A. R., Kartoatmodjo, T., & Sibuea, S. N. E. (2017). Analisa Keekonomian Pengembangan Shale Hidrokarbon di Indonesia. *Prosiding Seminar Nasional Cendekiawan*, 171–177.
- Ahmed, M., & Rezaei-Gomari, S. (2019). Economic Feasibility Analysis of Shale Gas Extraction from UK's Carboniferous Bowland-Hodder Shale Unit. *Resources*, 8(1), 5.
- Ahn, Y., Siddhamshetty, P., Cao, K., Han, J., & Kwon, J. S.-I. (2019). Optimal Design of Shale Gas Supply Chain Network Considering MPC-Based Pumping Schedule of Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs. *Chemical Engineering Research and Design*, 147, 412–429. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.cherd.2019.05.016>
- Anjani, B. R., & Baihaqi, I. (2018). Comparative Analysis of Financial Production Sharing Contract (PSC) Cost Recovery with PSC Gross Split: Case Study in One of the Contractor SKK Migas. *Journal of Administrative and Business Studies*, 4(2), 65–80. <https://doi.org/10.20474/jabs-4.2.2>
- Ariyon, M. (2019). *Studi Perbandingan Keekonomian Pengembangan Lapangan Minyak Marginal Menggunakan Production Sharing Contract dan Gross Split*.
- Ariyon, M., Setiawan, A., & Reza, R. (2020). Economic Feasibility Study of Onshore Exploration Oil Field Development using Gross Split Contract. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 847, 12030. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/847/1/012030>
- Babusiaux, D. (2007). *Oil and Gas Exploration and Production: Reserves, Costs, Contracts*. Editions Technip.
- BP. (2021). Statistical Review of World Energy Globally Consistent Data on World Energy Markets and Authoritative Publications in the Field of Energy. *BP Energy Outlook 2021*, 70, 8–20.
- Bros, T. (2012). *After the US Shale Gas Revolution*. Editions Technip.
- Chen, Z., Chu, H., Chen, H., & Zhang, J. (2020). A Comprehensive Model for Production Data Analysis in Unconventional Reservoirs of Hydrocarbons. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(33), 16432–16446. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.04.151>
- Clark, S. R., Van Niekerk, J. L., Petrie, J., & Fakir, S. (2021). South African Shale Gas Economics: Analysis of the Breakeven Shale Gas Price Required to Develop the Industry. *Journal of Energy in Southern Africa*, 32(1), 83–96.
- Dong, D., Shi, Z., Guan, Q., Jiang, S., Zhang, M., Zhang, C., ... Liu, D. (2018). Progress, Challenges and Prospects of Shale Gas Exploration in the Wufeng–Longmaxi Reservoirs in the Sichuan Basin. *Natural Gas Industry B*, 5(5), 415–424.
- Fanchi, J. R., Cooksey, M. J., Lehman, K. M., Smith, A., Fanchi, A. C., & Fanchi, C. J. (2013). Probabilistic Decline Curve Analysis of Barnett, Fayetteville, Haynesville, and Woodford Gas Shales. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 109, 308–311.

- Ferdian, F., Ilyas, A., & Mediyanti, V. (2014, February 25). CBM Development Scenario Optimization for Production Sharing Contract, Case Study: Sumbagsel Field, Indonesia. *SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition*, p. D031S027R003. <https://doi.org/10.2118/167680-MS>
- Gao, S., Dong, D., Tao, K., Guo, W., Li, X., & Zhang, S. (2021). Experiences and Lessons Learned from China's Shale Gas Development: 2005–2019. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 85, 103648. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103648>
- Giranza, M., & Bergmann, A. (2018). Indonesia's New Gross Split PSC: Is It More Superior Than the Previous Standard PSC? *Journal of Economics, Business and Management*, 6, 51–55. <https://doi.org/10.18178/joebm.2018.6.2.549>
- Herianto. (2018). Economic Analysis of Data Engineering On Production Sharing Contract Case Study Field "A." *Journal of Economics and Sustainable Development*, 9, 178–189.
- Hernandoko, A., & Imanullah, M. N. (2018). Implikasi Berubahnya Kontrak Bagi Hasil (Production Sharing Contract) Ke Kontrak Bagi Hasil Gross Split Terhadap Investasi Minyak dan Gas Bumi di Indonesia. *Jurnal Privat Law*.
- Ibrahim, M., Mahmoud, O., & Pieprzica, C. (2018). *A New Look at Reserves Estimation of Unconventional Gas Reservoirs. Day 1 Mon.,* <https://doi.org/10.15530/URTEC-2018-2903130>
- 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), 12108. IOP Publishing.
- Jumiati, W., & Sismartono, D. (2018). Tantangan Keekonomian Kontrak Bagi Hasil Gross Split dan Cost Recovery. Studi Kasus Lapangan Gas Offshore di Sumatera Bagian Utara. *Lembaran Publikasi Minyak Dan Gas Bumi*, 52(2), 105–112.
- Kharisma, N., Arianti, P. S. D., Affandy, S. A., & Anugraha, R. P. (2020). Process Design and Steady State Simulation of Natural Gas Dehydration Using Triethylene Glycol (TEG) to Obtain The Optimum Total Annual Costs (TAC). *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 778(1), 12116. IOP Publishing.
- Kuuskraa, V., Stevens, S. H., & Moodhe, K. D. (2013). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*. US Energy Information Administration, US Department of Energy.
- Le, M.-T. (2018). An Assessment of the Potential for the Development of the Shale Gas Industry in Countries Outside of North America. *Heliyon*, 4(2), e00516. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2018.e00516>
- Liu, R. (2016). Features of the First Great Shale Gas Field in China. *Journal of Natural Gas Geoscience*, 1(2), 109–118. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jnggs.2016.05.005>
- Lubiantara, B. (2012). *Ekonomi Migas Tinjauan Aspek Komersial Kontrak Migas*. Grasindo.
- McGlade, C., Speirs, J., & Sorrell, S. (2013). Unconventional Gas – A Review of Regional and Global Resource Estimates. *Energy*, 55, 571–584.

- <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.01.048>
MedcoEnergy. (2021). Investor FAQ. Retrieved December 8, 2021, from www.medcoenergi.com website:
<http://www.medcoenergi.com/en/page/view/1770>
- Mistré, M., Crénes, M., & Hafner, M. (2018). Shale Gas Production Costs: Historical Developments and Outlook. *Energy Strategy Reviews*, 20, 20–25.
- Musu, J. T., Rahmat, G., Widarsono, B., Wicaksono, A. B., Kristian, J., Jaya, I., ... Rosidelly. (2020). *Strategi Percepatan Eksplorasi & Eksploitasi MNK Shale HC Melalui Implementasi Sumur Pilot Multi Stage Fracturing Horizontal Well (MSFHW)*. 112–121.
- Nandasari, P., & Priadythama, I. (2015). *Analisis Keekonomian Proyek Perusahaan Minyak Dan Gas Bumi : Studi Kasus Abc Oil*.
- Offshore Energy. (2010). PGS Bags Contract for 3D Seismic Survey Offshore Guinea No Title. Retrieved December 8, 2021, from www.offshore-energy.biz website: <https://www.offshore-energy.biz/pgs-bags-contract-for-3d-seismic-survey-offshore-guinea/>
- Owusu, E. B., Tsegab, H., Sum, C. W., & Padmanabhan, E. (2019). Organic Geochemical Analyses of the Belata Black Shale, Peninsular Malaysia; Implications on Their Shale Gas Potential. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 69, 102945.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.102945>
- Qian, X., & Zhang, J. (2020). Exploration and Development Technology of Shale Oil and Gas in the World: Progress, Impact, and Implication. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 526, 12131.
<https://doi.org/10.1088/1755-1315/526/1/012131>
- Rusdiono, P., & Saputra, A. H. (2020). *Oil and Gas Field Development Use Floating Production Storage and Offloading (FPSO) in Improving the Economic Aspect of Company in the Gross Split Scheme*. 29(7), 3319–3330.
- Solarin, S. A., & Bello, M. O. (2020). The Impact of Shale Gas Development on the U.S Economy: Evidence from a Quantile Autoregressive Distributed Lag Model. *Energy*, 205, 118004.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118004>
- Sukhyar, R., & Fakhrudin, R. (2013). *Unconventional Oil and Gas Potential in Indonesia with Special Attention to Shale Gas and Coal Bed Methane*. Jakarta: Badan Geologi KESDM.
- U.S. Energy Information Administration. (2015a). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: China. *U.S Department of Energy*, (September), 58. Retrieved from https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/China_2013.pdf
- U.S. Energy Information Administration. (2015b). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Other Western Europe. *U.S Department of Energy*.
- U.S. Energy Information Administration. (2019). EIA Projects That Natural Gas Consumption in Asia Will Continue to Outpace Supply. Retrieved December 8, 2021, from www.eia.gov website: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=41795>
- U.S. Energy Information Administration. (2021). Dry Shale Gas Production Estimates by Play. Retrieved December 8, 2021, from www.eia.gov website:

- https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/img/202110_monthly_dry_shale.png
- Wang, Y., & Hefley, W. E. (2016). *The Global Impact of Unconventional Shale Gas Development: Economics, Policy, and Interdependence* (Vol. 39). Springer.
- Wei, J., Duan, H., & Yan, Q. (2021). Shale Gas: Will It Become a New Type of Clean Energy in China? — A Perspective of Development Potential. *Journal of Cleaner Production*, 294, 126257. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126257>
- Wenzhi, Z., Ailin, J. I. A., Yunsheng, W. E. I., Junlei, W., & Hanqing, Z. (2020). Progress in Shale Gas Exploration in China and Prospects for Future Development. *China Petroleum Exploration*, 25(1), 31.
- Winasta, G. O. (2019). Indonesia's New Oil & Gas Regime: Analysis of Cost Recovery PSC Gross Split PSC Economic Analysis on Field X. *Asia Pacific Institute of Advanced Research (APIAR)*, 88–93.
- Yuniza, M. E., Rebecca, A. G., & Ramadhaniati, R. C. (2020). A Necessity or A Premature Move? The Shift of Indonesian Production Sharing Contract in the Oil and Gas Industry. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 10(4), 251.
- Zhiltsov, S. S., & Semenov, A. V. (2016). Shale Gas: History of Development. In *Shale Gas: Ecology, Politics, Economy* (pp. 9–16). Springer.
- Zou, C., Dong, D., Wang, Y., Li, X., Huang, J., Wang, S., ... Liu, H. (2016). Shale Gas in China: Characteristics, Challenges and Prospects (II). *Petroleum Exploration and Development*, 43(2), 182–196.
- Zou, C., Zhai, G., Zhang, G., Wang, H., Zhang, G., Li, J., ... Liang, K. (2015). Formation, Distribution, Potential and Prediction of Global Conventional and Unconventional Hydrocarbon Resources. *Petroleum Exploration and Development*, 42(1), 14–28. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(15\)60002-7](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S1876-3804(15)60002-7)