



**PENULIS**

DWI ATTY MARDIANA

ARINDA RISTAWATI

# **SKEMA PRODUCTION SHARING CONTRACT UNTUK KEEKONOMIAN LAPANGAN MIGAS**



Penerbit Universitas Trisakti, Jakarta



***SKEMA PRODUCTION SHARING***  
***CONTRACT*** UNTUK KEEKONOMIAN  
**LAPANGAN MIGAS**

Hak Cipta dilindungi oleh Undang-Undang.

Dilarang mengutip atau memperbanyak sebagian maupun keseluruhan isi buku ini dalam bentuk apapun, tanpa izin tertulis dari penerbit.

Judul Buku : Skema *Production Sharing Contract* untuk  
Keekonomian Lapangan Migas

Penulis : Dwi Atty Mardiana  
Arinda Ristawati

Diterbitkan Oleh : Penerbit Universitas Trisakti, Jakarta

Cetakan Pertama : 2022

ISBN : 978-602-0750-47-7

### **Sanksi Pelanggaran :**

Pasal 72 Undang-Undang No. 19 Tahun 2002 Tentang Hak Cipta

1. Barang siapa dengan sengaja dan tanpa hak melakukan perbuatan sebagaimana dimaksud dalam Pasal 2 ayat (1) atau Pasal 49 ayat (1) dan ayat (2) dipidana dengan pidana penjara masing-masing paling singkat 1 (satu) bulan dan atau denda paling sedikit Rp 1.000.000,- (satu juta rupiah) atau penjara paling lama 7 (tujuh) tahun dan atau denda paling banyak Rp. 5.000.000.000,- (lima miliar rupiah).
2. Barang siapa dengan sengaja menyiarkan, memamerkan, mengedarkan atau menjual kepada umum suatu ciptaan atau barang hasil pelanggaran Hak Cipta atau Hak terkait sebagaimana dimaksud dalam ayat (1), dipidana penjara paling lama 5 (lima) tahun dan atau denda paling banyak Rp 500.000.000,- (lima ratus juta rupiah).

***SKEMA PRODUCTION SHARING***  
***CONTRACT UNTUK KEEKONOMIAN***  
**LAPANGAN MIGAS**

Penulis:

**Dwi Atty Mardiana**

**Arinda Ristawati**



**Penerbit Universitas Trisakti**  
Jl. Kyai Tapa No. 1  
Grogol, Jakarta 11440



# Kata Pengantar

Alhamdulillahirobbilalamiin, puji dan syukur kita panjatkan ke hadirat Allah SWT bahwa atas karunia dan rahmat-Nya Penulis dapat menyelesaikan buku “Skema Production Sharing Contract untuk Keekonomian Tiga Lapangan Migas”. Buku ini disusun berdasarkan Studi “*Assessing Indonesia’s Upstream Petroleum Fiscal Regimes Choices*”.

Buku ini dibuat sebagai respons atas perubahan kebijakan skema bagi hasil migas di Indonesia. Perubahan atas skema bagi hasil adalah umum dilakukan di suatu negara. Buku ini disusun untuk memberi gambaran umum tentang skema bagi hasil yang saat ini berlaku di Indonesia dengan disertai berbagai studi kasus yang telah ada.

Kami berharap buku ini dapat bermanfaat dan menjadi referensi bagi pengajar dan mahasiswa dalam mempelajari ekonomi minyak dan gas bumi serta aplikasinya dalam pengelolaan dan pengembangan lapangan migas.

Ucapan terimakasih ditujukan kepada bapak Dekan FTKE Dr. Ir. Muhammad Burhanuddinur, Wakil Dekan I FTKE Dr. Ir. Suryo Prakoso, MT, serta Ketua Prodi Magister Teknik Perminyakan Ir. Muhammad Taufiq Fathaddin, PhD., yang telah mendukung penyusunan monograf ini. Buku ini jauh dari sempurna, oleh karenanya kami sangat mengharapkan kritik dan saran terkait buku ini. Akhir kata, kami berharap semoga buku ini bermanfaat dan menambah kepustakaan serta wawasan khususnya bagi kami, mahasiswa dan peneliti pada umumnya.

Jakarta, Juni 2022

# Acknowledgement

Monograf ini merupakan luaran dari penelitian dasar unggulan fakultas tahun 2019 yang dibiayai oleh Universitas Trisakti. Sebagian isi monograf ini diambil dari artikel yang diterbitkan dalam *International Journal of Scientific & Technology Research Volume 8 - Issue 11, November 2019 Edition* yang diseminarkan di *The 2019 International Conference on Science, Education and Humanities (ICSEH)*.

# Daftar Isi

<b>Kata Pengantar .....</b>	<b><i>i</i></b>
<b>Acknowledgement.....</b>	<b><i>ii</i></b>
<b>Daftar Isi.....</b>	<b><i>iii</i></b>
<b>Daftar Singkatan.....</b>	<b><i>v</i></b>
<b>BAB I. Pendahuluan .....</b>	<b><i>1</i></b>
1.1. Latar Belakang .....	1
1.2. Permasalahan.....	2
1.3. Tujuan dan Urgensi Studi.....	3
<b>BAB II. <i>Production Sharing Contract</i> .....</b>	<b><i>5</i></b>
2.1. Rente Ekonomi.....	5
2.2. <i>Fiscal Term</i> .....	7
2.3. Perubahan Skema Fiskal di Indonesia.....	22
2.4. <i>Production Sharing Contract – Cost Recovery</i> .....	24
2.5. <i>Production Sharing Contract – Gross Split</i> .....	25
<b>BAB III. Metode dan Perhitungan Indikator Keekonomian... 31</b>	
3.1. Model Perhitungan .....	31
3.2. Kebutuhan Data.....	32
3.3. Perhitungan Bagi Hasil.....	33
3.4. Analisis Indikator Keekonomian.....	35
3.5. Analisis Sensitivitas .....	38
<b>BAB IV. Analisis Keekonomian Lapangan Migas..... 39</b>	
4.1. Kondisi Lapangan Migas .....	39

4.2. Analisis Perhitungan Bagi Hasil .....	47
4.3. Analisis Sensitivitas .....	79
<b>BAB V. Pengaruh Perubahan Skema Fiscal Lapangan Migas</b> .....	<b>83</b>
<b>Daftar Referensi.....</b>	<b>85</b>
<b>Indeks.....</b>	<b>89</b>
<b>Profil Penulis .....</b>	<b>91</b>

# Daftar Singkatan

CT	<i>Contractor Take</i>
CR	<i>Cost Recovery</i>
DMO	<i>Domestic Market Obligation</i>
ESDM	Energi Sumber Daya Mineral
FV	<i>Future Value</i>
FTP	<i>First Tranch Petroleum</i>
GT	<i>Government Take</i>
GS	<i>Gross Split</i>
IRR	<i>Internal Rate of Return</i>
IOC	<i>International Oil Company</i>
K3S	Kontraktor Kontrak Kerjasama
MARR	<i>Minimum Attractive Rate of Return</i>
MMBO	<i>Million Barrel Oil</i>
NPV	<i>Net Present Value</i>
PSC	<i>Production Sharing Contract</i>
PSA	<i>Production Sharing Agreement</i>
POD	<i>Plan of Development</i>
PP	Peraturan Pemerintah
SC	<i>Service Contract</i>
SKK Migas	Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi



# BAB I

## Pendahuluan

---

### 1.1. Latar Belakang

Dalam 10 tahun terakhir, penerimaan negara dari sektor minyak dan gas bumi terus mengalami penurunan sedangkan biaya pemulihan untuk memproduksi minyak dan gas bumi atau sering disebut *cost recovery* justru mengalami peningkatan. Untuk itu, pada awal tahun 2017 pemerintah mengubah sistem fiskal hulu migas dari yang sebelumnya adalah *Production Sharing Contract* (PSC) dengan skema *cost recovery* menjadi PSC tanpa *cost recovery* atau disebut PSC *gross split* berdasarkan (Peraturan Menteri ESDM No 8, 2017) untuk kontrak baru dan perpanjangan, yang kemudian dikoreksi dengan (Peraturan Menteri ESDM No 52, 2017) untuk tambahan besaran bagi hasil kontraktor, dan dikoreksi kembali dengan (Permen ESDM No 12, 2020) bahwa bentuk kontrak kerjasama dapat menggunakan bentuk *gross split*, *cost recovery*, dan kontrak kerjasama lainnya.

Perubahan sistem fiskal ini dianggap penting bagi pemerintah untuk mendorong operator dan kontraktor PSC beroperasi dengan lebih efektif dan efisien, meningkatkan penerimaan negara dengan menghilangkan sistem *cost recovery*, menghilangkan tugas pengawasan anggaran kegiatan hulu migas di SKK Migas sebagai

regulator namun tetap mengendalikan perumusan kebijakan pada program kerja dan memberikan persetujuan.

Sedangkan dari sudut pandang kontraktor PSC, penerapan sistem fiskal baru akan berpengaruh pada pemilihan strategi produksi lapangan (Marques, Gaspar, and Schiozer, 2014), yang selanjutnya akan berdampak pada pendapatan dan resiko.

Buku ini akan membahas tentang skema bagi hasil kontrak kerjasama migas di Indonesia dengan bentuk PSC *cost recovery* dan PSC *gross split*, perhitungan bagi hasil antara pemerintah dan kontraktor, serta evaluasi hasil keekonomian lapangan migas menggunakan studi kasus berdasarkan hasil penelitian *Assessing Indonesia's Upstream Petroleum Fiscal Regimes Choices* (Mardiana et al., 2019).

## 1.2. Permasalahan

Perubahan sistem fiskal akan menghasilkan tingkat pendapatan pemerintah (*government take*) yang berbeda, mengingat kontrak antara pemerintah sebagai pemilik sumber daya dan perusahaan migas sebagai kontraktor sangat bergantung pada prinsip keuntungan dan pembagian biaya, termasuk ketidakpastian dan risiko dalam kegiatan eksplorasi dan eksploitasi baik untuk lapangan minyak atau gas, *onshore* atau *offshore*, wilayah kerja baru maupun perpanjangan. Analisis tentang bagaimana menentukan skema fiskal yang menarik dan menguntungkan bagi kedua belah pihak perlu dilakukan.

### 1.3. Tujuan dan Urgensi Studi

Tujuan dari studi analisis ini adalah membuat evaluasi keekonomian rencana pengembangan lapangan migas lepas pantai dengan kondisi lapangan dan skema fiskal berbeda.

Urgensi studi ini menghasilkan data dan hasil studi yang komprehensif untuk pengambilan keputusan terkait dampak perubahan skema fiskal terhadap rencana pengembangan suatu lapangan migas sehingga diperoleh skema pembagian yang berkeadilan (*fair share*) antara pemerintah dan kontraktor, atas ekstraksi sumber daya alam.



# BAB II

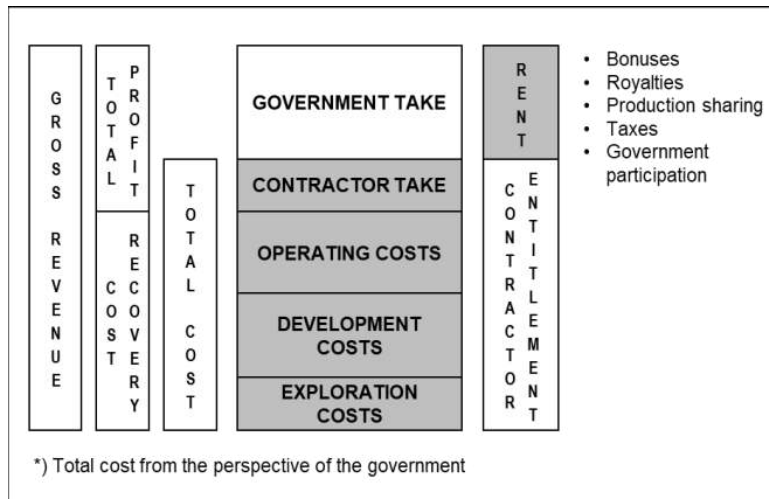
## Production Sharing Contract

---

### 2.1. Rente Ekonomi

Konsep rente ekonomi mulai dikembangkan oleh para ekonom, diantaranya David Ricardo (1772-1823) untuk melihat bagaimana keuntungan dari tuan tanah bervariasi terhadap kualitas dari tanah-tanah tersebut (Ricardo, 1817) Konsep tersebut kemudian diaplikasikan pada industri migas, dimana (Kemp, 1987) mendefinisikan rente ekonomi sebagai pengembalian dari kelebihan yang dibutuhkan untuk melanjutkan produksi. Begitu juga (Johnston, 1994) menjelaskan bahwa rente ekonomi merupakan surplus atas biaya yang dikeluarkan untuk melakukan kegiatan eksplorasi dan produksi migas termasuk juga keuntungan kontraktor, seperti ditunjukkan pada gambar 1.1.

Sejumlah instrument digunakan untuk mengumpulkan rente dari kegiatan eksploitasi sumber daya alam, diantaranya adalah perpajakan, tingkat bagi hasil, partisipasi pemerintah, kategori biaya, bonus dan royalti. Jika komponen dalam pembagian rente ekonomi tidak cukup baik, negara akan menerima pembagian yang lebih kecil sehingga mengakibatkan ketidakpuasan masyarakat, sebaliknya, kelebihan rent dalam jangka pendek mengakibatkan peningkatan ketidakpastian investasi dan mempengaruhi masa depan penciptaan pendapatan.



Gambar 2.1. Rente ekonomi dalam pengelolaan hulu migas (Johnston, 1994)

Konsep utama rente ekonomi ditunjukkan pada tabel 2.1 dengan mempertimbangkan kesederhanaan dan representasi praktis alokasi pendapatan antara pemerintah tuan rumah dan *International Oil Company* (IOC). Melalui skema fiskal diharapkan mampu memaksimalkan nilai rente ekonomi suatu negara atas kegiatan eksploitasi sumber daya minyak dan gas (Swe and Emodi, 2018).

Tabel 2.1. Konsep rente ekonomi dalam penelitian sebelumnya

No	Konsep	Penulis
1	Rente ekonomi adalah tambahan keuntungan yang diperoleh investor	Raja (1999)
2	Nilai sebenarnya dari sumber daya alam adalah selisih antara pendapatan yang dihasilkan dari ekstraksi sumber daya dengan biaya ekstraksi	Dickson (1999)
3	Surplus pengembalian atas nilai modal, tenaga kerja dan faktor produksi lainnya untuk eksploitasi sumber daya, atau surplus	Banfi et al (2004)

No	Konsep	Penulis
	pendapatan atas sumber daya setelah biaya input modal dan tenaga kerja	
4	Konsep atas surplus pengembalian yang didasari atas alasan kepemilikan sumber daya alam sebagai milik negara sehingga negara harus menerima kompensasi atas pajak yang dibayarkan	Tilton (2003)
5	Pajak atas rente ekonomi cenderung menjadi pajak yang ideal	Nakhle (2004)
6	Konsep rente ekonomi adalah penting karena merupakan upaya pemerintah untuk mendapatkan rente ekonomi sebanyak mungkin melalui berbagai pungutan pajak, royalty, dan bonus	Lubiantara (2007)
7	Rezim fiskal dirancang untuk meningkatkan keekonomian ketika rente ekonomi meningkat, dan mengurangi penerimaan pemerintah ketika rente ekonomi menurun	Nakhle (2008)
8	Alasan mengadopsi teori rente ekonomi sebagai kerangka kerja adalah pajak yang dikenakan pada rente ekonomi akan bertindak sebagai disinsentif bagi investor untuk melakukan aktivitas apapun	Nakhle (2008)
9	Rente ekonomi merupakan dasar yang dapat dibenarkan untuk perpajakan migas	Kyori (2013)

## 2.2. *Fiscal Term*

Konsep dasar lahirnya *fiscal term* adalah kepentingan negara untuk mendapatkan *rent* atau sewa yang didefinisikan sebagai *excess* atas *revenue* dibanding semua ongkos produksi termasuk biaya

penemuan dan pengembangan dan pengembalian yang normal atas kapital yang ditanamkan (Fiscal Affair Department IMF, 2012).

Dalam perspektif negara pemilik sumber daya alam, *fiscal term* diciptakan untuk mencapai nilai optimal dari pengelolaan sumber daya yang dimiliki sekaligus dalam waktu yang bersamaan mampu menarik minat investor. Sedangkan dari sisi kepentingan kontraktor, harus dapat memberikan hasil keekonomian yang cukup dan sebanding dengan risiko yang harus ditanggung serta selaras dengan tujuan strategis perusahaan (Onyeukwu, 2010)

Dalam industri hulu migas, sistem fiskal mencakup komponen-komponen yang dapat berpengaruh terhadap besaran rente yang akan diterima negara pemilik sumber daya (*host government*), seperti bonus, royalti, pengaturan bagi hasil, pemberian bunga, pajak penghasilan perusahaan, dan pajak khusus lainnya. Terdapat beberapa jenis regim fiskal migas di dunia, namun umumnya tujuan utama dari skema fiskal pada usaha hulu minyak dan gas adalah memastikan pembagian yang adil atas ekstraksi sumber daya alam bagi pemerintah sebagai pemilik sumber daya alam dan menarik bagi investor untuk mendapatkan keuntungan optimal.

Kontrak bagi hasil yang dibuat antara pemerintah sebagai pemilik sumber daya alam dan investor atau kontraktor PSC sangat bergantung pada prinsip pembagian keuntungan dan biaya, termasuk juga ketidakpastian dan risiko yang harus ditanggung pada kegiatan eksploitasi dan produksi sumber daya migas. Lebih lanjut, harus juga mempertimbangkan kondisi yang lebih luas yang berkembang di

industri migas pada periode waktu tertentu, terutama kontribusinya terhadap strategi perminyakan nasional dan pembangunan ekonomi nasional (Yassine, Maddah, and Younes, 2013).

Johnston (2008) menyebutkan bahwa saat merancang PSC yang baik, umumnya dihadapkan pada terjadinya *trade-off* antara stabilitas dan fluktuasi dengan mempertimbangkan ketidakpastian geologi, politik, peraturan, dan ekonomi. Ketidakpastian geologi berasal dari ketidakpastian tentang jumlah cadangan yang dapat dieksploitasi. Ketidakpastian ekonomi disebabkan oleh fluktuasi harga energi di masa depan, perkiraan biaya produksi, pajak, dan peraturan pemerintah yang mungkin berubah. Model PSC yang memiliki tingkat fleksibilitas tertentu dengan memperhitungkan beberapa persyaratan fiskal atas ketidakpastian dalam ukuran lapangan, kondisi reservoir, harga minyak, produksi, ekonomi, dan lain-lain, akan memudahkan pemerintah dan investor dalam menyesuaikan langkah-langkah utama yang dapat mempengaruhi hubungan mereka. Namun demikian, isu terkait bagaimana yang harus dilakukan untuk mendapatkan keseimbangan tersebut masih menjadi kontroversi sehingga menghasilkan berbagai sistem fiskal yang terus berkembang.

Sepanjang 2016 tercatat lebih dari 40 perubahan sistem fiskal terjadi di seluruh dunia (WoodMacKenzie, 2017). Dari perubahan tersebut secara umum dapat digolongkan efeknya menjadi dua yaitu:

- a. *Fiscal disruption* yaitu perubahan *fiscal term* mempengaruhi keekonomian kontrak berjalan. Misalnya, di Australia yang

memberlakukan *Petroleum Resource Rent Tax Offshore*, dari yang sebelumnya berlaku hanya untuk lapangan *onshore*. Serta, Alaska yang memberlakukan besaran royalti baru karena mengalami defisit anggaran.

- b. *Fiscal evolution* yaitu perubahan yang berpengaruh pada kontrak yang akan datang. Contohnya, Brazil yang memberlakukan skema PSC untuk wilayah kerja atau lapangan yang sebelumnya ditawarkan dengan skema konsesi, dan Indonesia yang memberlakukan ketentuan baru skema PSC *gross split*.

Mian (2002), mengklasifikasikan jenis kontrak pengelolaan usaha hulu migas antara pemerintah sebagai pemilik sumber daya alam dan perusahaan minyak menjadi dua jenis, yaitu: (1) sistem konsesi atau *royalty and tax (R&T)*, dan (2) sistem kontrak. Sistem kontrak kemudian dibagi lagi menjadi jenis kontrak servis dan *Production Sharing Contract (PSC)*. Sistem kontrak PSC telah digunakan di Indonesia sejak tahun 1965 hingga saat ini.

- a. Pada sistem konsesi, hak kepemilikan hidrokarbon diberikan kepada investor di lubang sumur. Negara menerima royalti dan pajak sebagai kompensasi atas sumber daya yang dihasilkan. Fasilitas produksi yang telah terpasang dan dimanfaatkan akan diserahkan kepada Negara di akhir periode kontrak, dimana investor pada umumnya memiliki kewajiban atas penutupan sumur dan fasilitas produksi atau *abandonment*.

- b. Sistem kontraktual terdiri dari *Production Sharing Agreement* (PSA) atau *Production Sharing Contract* (PSC) dan *Service Contract* (SC) dimana investor atau kontraktor akan mengambil hak atas produksinya hanya di titik serah. Seluruh fasilitas produksi yang telah terpasang dan dimanfaatkan pada hakekatnya adalah milik Negara, sehingga Negara memiliki kewajiban untuk melakukan *abandonment*. Pada sistem PSA atau PSC, investor akan membukukan cadangan sesuai hak partisipasinya, sementara pada sistem *service contract*, kontraktor akan menerima *fee* untuk setiap barel minyak yang diproduksi namun tidak memiliki hak membukukan cadangan.

Beberapa parameter fiskal yang umum berlaku pada sistem kontrak bagi hasil dan definisinya dijelaskan sebagai berikut.

a. Royalti

Pembayaran berbasis asset yang digunakan oleh kontraktor kepada Negara pemilik sumber daya alam. Royalti diambil langsung dari pendapatan bruto sebelum dikurangi biaya apapun.

b. *First Tranch Petroleum* (FTP)

Mirip dengan royalti yang diambil langsung dari pendapatan bruto sebelum dikurangi biaya. Parameter ini berlaku di PSC Indonesia sejak generasi PSC ketiga yaitu tahun 1988. Tujuan FTP adalah memastikan kedua belah pihak, yaitu Negara dan kontraktor mendapatkan bagian keuntungan di awal fase

pengembangan lapangan atau pada saat biaya yang dikeluarkan lebih tinggi dari pendapatan. Dalam perkembangannya, besaran FTP di tahun 1988 adalah 20% dan dibagi antara Negara dan kontraktor dengan besaran yang sama dengan besaran *profit split*. Di tahun 1993, besaran FTP turun menjadi 15%. Tahun 2002-2003, besaran FTP kembali turun menjadi 10% hanya untuk bagian Negara. Tahun 2004, besaran FTP kembali menjadi 20% dan dibagi antara Negara dan kontraktor.

c. *Cost recovery*

*Cost Recovery* adalah penggantian biaya yang dikeluarkan oleh Negara kepada kontraktor atas biaya yang telah dikeluarkan untuk mencari, mengembangkan, memproduksi dan mengangkut produk minyak dan gas bumi, dalam bentuk minyak dan gas (*in kind*) setelah produksi dan komersialisasi. Biaya-biaya yang dapat dikembalikan terdiri dari: biaya pemulihan yang belum dikembalikan dari tahun sebelumnya (*unrecoverable cost*), biaya operasi, biaya depresiasi modal, biaya modal non-kapital, dan biaya penutupan dan restorasi lokasi (*abandonment and site restoration*). Biaya operasi yang dapat dikembalikan di bidang usaha hulu minyak dan gas bumi di Indonesia diatur dalam Peraturan Pemerintah (PP) No. 79 Tahun 2010.

Di beberapa bentuk kontrak PSC, pemulihan biaya dibatasi pada batas atas tertentu dari produksi tahunan, yang disebut *ceiling cost recovery*. Ketika besaran *cost recovery* tidak dapat dipulihkan atau dikembalikan (*unrecoverable cost*) pada tahun

terjadinya karena adanya *cost recovery limit*, maka umumnya dapat dipulihkan pada tahun berikutnya.

d. Depresiasi

Merupakan pengurangan biaya non-tunai untuk keperluan perhitungan pajak penghasilan. Dalam beberapa model PSC, depresiasi digunakan dalam perhitungan pengembalian biaya atas investasi biaya kapital. Perhitungan depresiasi dimulai ketika aset tersebut mulai dimanfaatkan dalam proses produksi dan memberikan keuntungan (*placed into service*). Beberapa bentuk depresiasi yang umum digunakan adalah *straight line*, *declining balance* dan *double declining balance*. Hal penting yang harus diperhatikan dalam perhitungan depresiasi antara lain: harga perolehan atau nilai asset, nilai sisa, masa manfaat, dan metode depresiasi.

i. *Straight line*

Metode *straight line* banyak digunakan perusahaan karena lebih sederhana dan memberikan alasan yang rasional dalam mentransfer biaya ke beban periodik jika aset yang digunakan memberikan manfaat yg sama.

$$\text{depresiasi tahunan} = \frac{\text{nilai aset} - \text{nilai sisa}}{\text{umur manfaat}} \dots\dots\dots (2.1)$$

Berikut adalah contoh perhitungan depresiasi menggunakan metode *straight line* untuk nilai aset sebesar

\$24.000, dengan masa manfaat selama 5 tahun dan nilai sisa sebesar \$0.

Tabel 2.2. Perhitungan depresiasi metode *straight line*

Tahun	Biaya (\$)	Akumulasi Depresiasi di Awal Tahun (\$)	Nilai Buku di Awal Tahun (\$)	Nilai Depresiasi Tahunan (\$)	Nilai Buku di Akhir Tahun (\$)
1	24.000	-	24.000	4.800	19.200
2	24.000	4.800	19.200	4.800	14.400
3	24.000	9.600	14.400	4.800	9.600
4	24.000	14.400	9.600	4.800	4.800
5	24.000	19.200	4.800	4.800	0

ii. *Declining balance*

Pada metode ini memiliki tingkat depresiasi yang lebih tinggi pada tahun pertama, dan secara bertahap berkurang di tahun berikutnya.

$$depresiasi_i = \frac{1}{n} (investasi\ kapital - depresiasi_{i-1}) \dots\dots (2.2)$$

Tabel 2.3. Perhitungan depresiasi metode *declining balance*

Tahun	Biaya (\$)	Akumulasi Depresiasi di Awal Tahun (\$)	Nilai Buku di Awal Tahun (\$)	Nilai Depresiasi Tahunan (\$)	Nilai Buku di Akhir Tahun (\$)
1	24.000	-	24.000	4.800	19.200
2	24.000	4.800	19.200	3.840	15.360
3	24.000	8.640	15.360	3.072	12.288
4	24.000	11.712	12.288	2.458	9.830
5	24.000	14.170	9.830	9.830	0

iii. *Double declining balance*

Hampir sama dengan metode *declining balance*, dengan perbedaan ada pada laju depresiasi dua kali lebih besar dari metode *declining balance*.

$$\text{depresiasi}_i = \frac{2}{n} (\text{investasi kapital} - \text{depresiasi}_{i-1}) \dots (2.3)$$

Tabel 2.4. Perhitungan depresiasi metode *double declining balance*

Tahun	Biaya (\$)	Akumulasi Depresiasi di Awal Tahun (\$)	Nilai Buku di Awal Tahun (\$)	Nilai Depresiasi Tahunan (\$)	Nilai Buku di Akhir Tahun (\$)
1	24.000	-	24.000	9.600	14.400
2	24.000	9.600	14.400	5.760	8.640
3	24.000	15.360	8.640	3.456	5.184
4	24.000	18.816	5.184	2.074	3.110
5	24.000	20.890	3.110	3.110	0

e. *Share split*

Besaran bagi hasil antara Negara dan kontraktor. Pada PSC *cost recovery*, pembagian *profit share* diambil dari sisa produksi setelah pembayaran FTP dan *cost recovery*. Terdapat beberapa model untuk membagi *profit split* antara Negara dan kontraktor. Misalnya pembagian dibagi berdasarkan tariff tetap atau *fixed split*, atau berdasarkan *dynamic split*.

i. *Fixed split*

Pembagian *split* jenis ini berlaku tetap sepanjang periode kontrak bagi hasil. Besaran *split* ini umumnya sudah termasuk komponen pajak, dan digunakan untuk pembagian FTP, *equity to be split*, dan DMO.

ii. *Dynamic split*

Bagi hasil jenis ini dibuat lebih fleksibel terhadap perubahan suatu parameter dengan ketidakpastian tinggi (*unpredicted parameter*), sehingga diharapkan dapat mengakomodir diperolehnya peluang kemungkinan potensi terjadi peningkatan keuntungan (*upside potential*), dan mengantisipasi terjadinya situasi yang tidak diharapkan (*downside risk*). Penggunaan *split* ini lebih memungkinkan Negara dan kontraktor untuk mengantisipasi perubahan parameter selama umur proyek, sehingga akan mengurangi kemungkinan desakan untuk negosiasi ulang di kemudian hari.

Beberapa negara menggunakan skema *sliding scale* dalam pembagian besaran split. Malaysia menerapkan *sliding scale* dengan berdasarkan perubahan rasio keuntungan dan biaya (*R-factor*). *R-factor* merupakan rasio kumulatif pendapatan kontraktor setelah pajak dan royalti dengan kumulatif biaya kontraktor, sejak kontrak ditandatangani.  $R = 1$  adalah titik impas (*breakeven point*),  $R > 1$  berarti kontraktor dapat menghasilkan lebih banyak keuntungan. Vietnam menggunakan *sliding scale* berdasarkan rate produksi dan lokasi wilayah kerja, dimana untuk wilayah onshore antara 20-40% sedangkan offshore 30-50%.

f. Bonus

Merupakan bonus yang diterima Negara pemilik sumber daya (*host government*) dari kontraktor sesuai komitmen pada kontrak. Bonus pada skema PSC *cost recovery* di Indonesia sepenuhnya merupakan beban kontraktor, tidak ada pengembalian biaya (*cost recovery*) atas biaya ini, dan tidak dikenai pajak.

- i. *Signature bonus*. Satu kali pembayaran pada penandatanganan kontrak yang dilakukan oleh kontraktor kepada Negara.
- ii. *Discovery bonus*. Satu kali pembayaran setelah penemuan komersial diumumkan dan setelah Negara menyetujui usulan kontraktor.
- iii. *Production bonus*. Pembayaran oleh kontraktor ketika produksi telah mencapai tingkat tertentu yang disepakati.

g. Kewajiban pasar domestik atau *Domestic Market Obligation* (DMO)

Merupakan kewajiban kontraktor untuk mengalokasikan sejumlah volume bagian produksinya untuk keperluan pasokan domestik, sesuai dengan ketentuan DMO dalam (PP No 35, 2004) pasal 4 ayat 2. Ketentuan terkait tata cara pembayaran DMO diatur dalam (Permen Kemenkeu No 139/PMK.02/2013). Dalam PSC *cost recovery* dikenal istilah *DMO fee* dan *DMO holiday*. *DMO fee* merupakan imbalan yang dibayarkan oleh Negara kepada kontraktor atas penyerahan minyak dan/atau gas bumi untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri dengan menggunakan harga yang ditetapkan oleh Menteri yang bidang tugas dan tanggung jawabnya meliputi kegiatan usaha minyak dan gas bumi.

Untuk lima tahun pertama (lebih tepatnya 60 bulan pertama) pada saat produksi dimulai, volume untuk DMO dihargai dengan “harga pasar”, yang dikenal dengan istilah “*DMO holiday*” atau bebas DMO.

h. Pajak

Kewajiban pajak atas laba yang harus dibayar kontraktor, dan dihitung berdasarkan bagi hasil bagian kontraktor. Komponen pajak langsung yang digunakan berupa:

- i. Pajak penghasilan (PPh). Sebelum tahun 1985 besaran PPh adalah 45%, kemudian menjadi 25% di 2010 berdasarkan UU No.38 tahun 2008.

- ii. Pajak bunga deviden dan royalti (PBDR). Besaran PBDR adalah 20% setelah dikurangi PPh.

Tabel 2.5. Perhitungan besaran pajak langsung kontraktor

	PSC (2010-sekarang)	PSC (2009)	PSC (1994-2009)	PSC (1984-1994)	PSC sebelum 1985
Pajak Penghasilan	25%	28%	30%	35%	45%
PBDR, 20%	15%	14.4%	14%	13%	11%
Pajak Kontraktor	40%	42.4%	44%	48%	56%

Beberapa komponen pajak tidak langsung yang berlaku pada beberapa PSC adalah pajak bumi dan bangunan (PBB), pajak pertambahan nilai (PPN), dan pajak penjualan, bea masuk impor, iuran dan atau retribusi daerah.

- i. Pajak Pertambahan Nilai (PPN)

Pajak Pertambahan Nilai adalah pungutan yang dibebankan atas transaksi jual beli yang dilakukan oleh wajib pajak pribadi atau pengusaha kena pajak (UU No 42, 2009). PPN dihitung dari nilai barang, sehingga:

$$PPN = 10\% \times \text{Barang Kena Pajak} \dots\dots\dots(2.1)$$

- ii. Pajak Bumi dan Bangunan (PBB)

Pajak Bumi dan Bangunan adalah pajak atas bumi dan bangunan yang berada dalam kawasan yang digunakan

untuk kegiatan usaha pertambangan minyak dan gas bumi (Permen Menkeu 73, 2013). Persamaan untuk menghitung PBB adalah:

$$\text{PBB Surface} = 0.5\% \times 40\% \times 1 \times (\text{Area Lahan Terpakai} \times \text{NJOP}) + (\text{Area Bangunan Terpakai} \times \text{NJOP}) \dots\dots\dots (2.2)$$

$$\text{PBB Subsurface} = 0.5\% \times 40\% \times 10.04 \times ((\text{Produksi Minyak} \times \text{Harga Minyak}) + (\text{Produksi Gas} \times \text{Harga Gas})) \dots\dots\dots (2.3)$$

$$\text{PBB Total} = \text{PBB Surface} + \text{PBB Subsurface} \dots\dots\dots (2.4)$$

*iii. Pajak Dalam Rangka Impor (PDRI)*

Pajak Dalam Rangka Impor adalah pajak atas barang impor. PDRI terdiri dari tiga komponen yaitu Bea Masuk, Pajak Pertambahan Nilai dan Pajak Penghasilan. (Permen Menkeu 217, 2019). Persamaan Pajak Dalam Rangka Impor adalah:

$$\text{Bea Masuk} = \text{Tarif Bea Masuk} (\%) \times \text{Nilai Pabean} \dots\dots\dots (2.5)$$

$$\text{PPN} = 10\% \times \text{Nilai Impor} \dots\dots\dots (2.6)$$

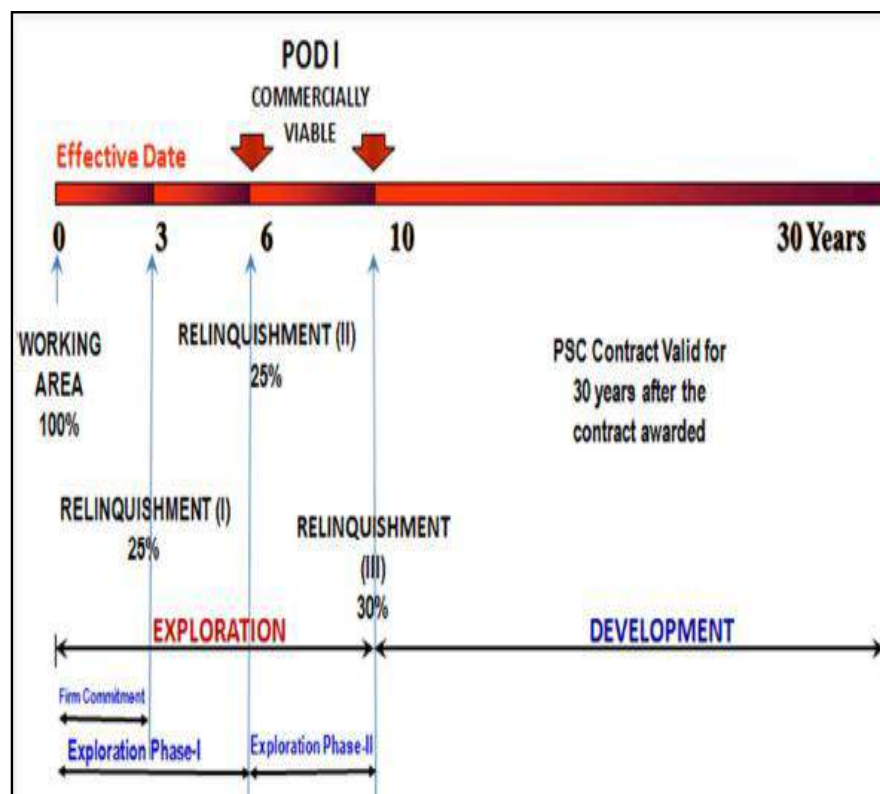
$$\text{PPH} = 10\% \times \text{Nilai Impor} \dots\dots\dots (2.7)$$

$$\text{PDRI} = \text{Bea Masuk} + \text{PPN} + \text{PPH} \dots\dots\dots (2.8)$$

*i. Relinquishment*

*Relinquishment* merupakan pengembalian wilayah kerja migas yang tidak terpakai kepada Negara dari keseluruhan wilayah kerja dalam kontrak, yang diatur dalam (UU No 22 Tahun 2001) tentang Minyak dan Gas Bumi pasal 16, PP No.35 tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Migas pasal 7 ayat 1, serta (SKK

Migas No. 047, 2018) tentang Komitmen Eksplorasi KKS. Gambar 2.2 menunjukkan fase pengembalian wilayah kerja migas dalam periode kontrak PSC 30 tahun. *Relinquishment* tahap pertama sebesar 25% dilakukan pada periode 3 tahun pertama di tahap eksplorasi, dilanjutkan *relinquishment* tahap kedua sebesar 25% di periode tahun ketiga hingga tahun keenam pada di tahap eksplorasi, dan *relinquishment* ketiga sebesar 30% dilakukan di fase kedua perpanjangan kontrak eksplorasi yaitu tahun keenam hingga kesepuluh.



Gambar 2.2. Fase pengembalian wilayah kontrak migas (SKK Migas No. 047, 2018)

j. *Ring fencing*

Ketentuan ini membatasi pemulihan biaya (*cost recovery*) kontraktor hanya terkait dengan wilayah kerja yang sukses, atau disebut *Block basis*. Misalnya, suatu kontraktor X memiliki aset di dua wilayah kerja, A dan B, serta telah menghabiskan \$100 juta untuk wilayah kerja A, namun tidak ada penemuan yang komersial di wilayah kerja tersebut. Sedangkan pada wilayah kerja B terdapat penemuan komersial dan diterapkan *ring fencing*. Sehingga dalam hal ini, kontraktor tidak dapat mengajukan pemulihan biaya (*cost recovery*) sebesar \$100 juta dari wilayah kerja A ke dalam komponen *cost recovery* wilayah kerja B. Dalam beberapa kontrak PSC berlaku *ring fencing* dalam skala project atau disebut *POD basis*.

### 2.3. Perubahan Skema Fiskal di Indonesia

Dalam perkembangannya di beberapa negara, *Production Sharing Contract* (PSC) adalah sistem yang paling populer bagi Negara dan kontraktor migas (Muttitt 2005). Sistem ini memberikan keuntungan bagi Negara tanpa risiko investasi langsung. Atas hak kepemilikan hidrokarbon berada di tangan Negara dan adanya sistem *cost recovery*, maka Negara memiliki wewenang penuh terhadap kontrol manajemen atas sumber daya hidrokarbon, dan kontraktor bertanggung jawab kepada Negara untuk pelaksanaan operasi perminyakan sesuai dengan kontrak.

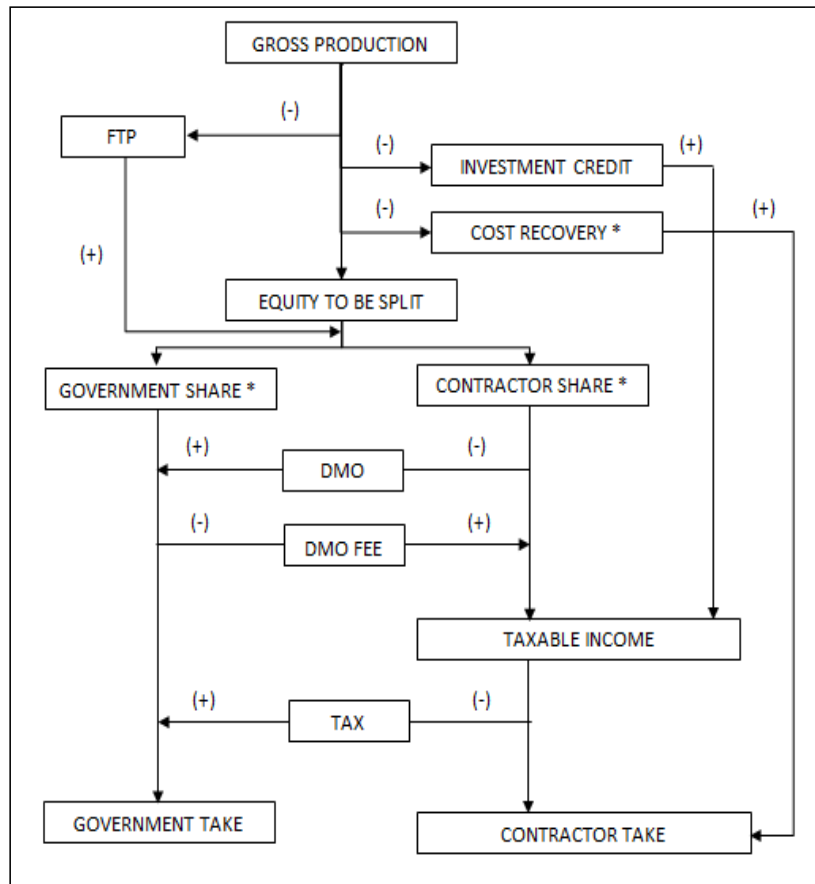
Di Indonesia, perubahan ketentuan dalam skema PSC bukan hal yang baru dan telah beberapa kali mengalami perubahan, diantaranya:

- a. PSC generasi pertama (1966-1978)  
*Cost recovery* dibatasi sebesar 40%, bagian kontraktor adalah 35% bersih, dan DMO tanpa *grace period*.
- b. PSC generasi kedua (1978-1988)  
*Cost recovery* tidak dibatasi, bagian kontraktor 15% bersih, *investment credit* 20% dan DMO dengan harga pasar untuk lima tahun.
- c. PSC generasi ketiga (1988-2016)  
*First Tranch Petroleum* sebesar 20% dari *gross revenue* dan dibagi antara Negara dan kontraktor, besaran DMO fee bervariasi.
- d. PSC *gross split* (2017)  
Berlaku bentuk PSC *gross split* untuk kontrak baru dan perpanjangan. Bentuk skema PSC ini menghapus sistem pemulihan biaya atau *cost recovery*, sehingga keuntungan (*profit share*) diambil langsung dari produksi tanpa adanya pengurangan biaya. Beberapa perubahan dalam skema ini sepanjang 2017-2020 diantaranya perubahan besaran komponen split bagi hasil kontraktor, hingga kontraktor kontrak kerjasama (K3S) dapat memilih jenis PSC yang akan digunakan, yaitu PSC *gross split* atau PSC *cost recovery*.

## 2.4. *Production Sharing Contract – Cost Recovery*

Sistem kontraktual atau *Production Sharing Contract* (PSC) telah diterapkan dalam bisnis hulu minyak dan gas di Indonesia sejak 1960-an dan berkembang dengan berbagai modifikasi insentif. Berbasis sistem kontrak, pada sistem PSC, perusahaan atau investor ditunjuk oleh Negara sebagai kontraktor yang bertindak sebagai operator di wilayah kerja migas tertentu. Setelah kontrak ditandatangani, ketentuan fiskal yang ditetapkan berlaku tetap selama periode kontrak 30 tahun. Perusahaan atau kontraktor kemudian akan beroperasi dengan risiko dan biaya sendiri, menyediakan semua pembiayaan dan teknologi yang diperlukan untuk kegiatan investasi dan operasi.

Kontraktor akan mendapatkan imbalan atau remunerasi atas seluruh biaya yang dikeluarkan jika produksi berhasil, yang disebut pemulihan biaya atau *cost recovery*. Sebaliknya, kontraktor tidak akan mendapatkan pemulihan biaya jika penemuan, pengembangan lapangan dan produksi migas pada wilayah kerja tersebut tidak terjadi. Setelah biaya dikembalikan (*cost recovery*), sisa keuntungan dibagi antara Negara dan kontraktor dalam proporsi *split* produksi (*profit split*) yang disepakati. Kontraktor kemudian akan dikenai pajak atas bagian keuntungan kontraktor (*taxable income*). Alur perhitungan yang digunakan pada skema PSC *cost recovery* ditunjukkan pada gambar 2.3.



Gambar 2.3. Skema fiskal PSC *cost recovery* (Lubiantara, 2013)

## 2.5. *Production Sharing Contract – Gross Split*

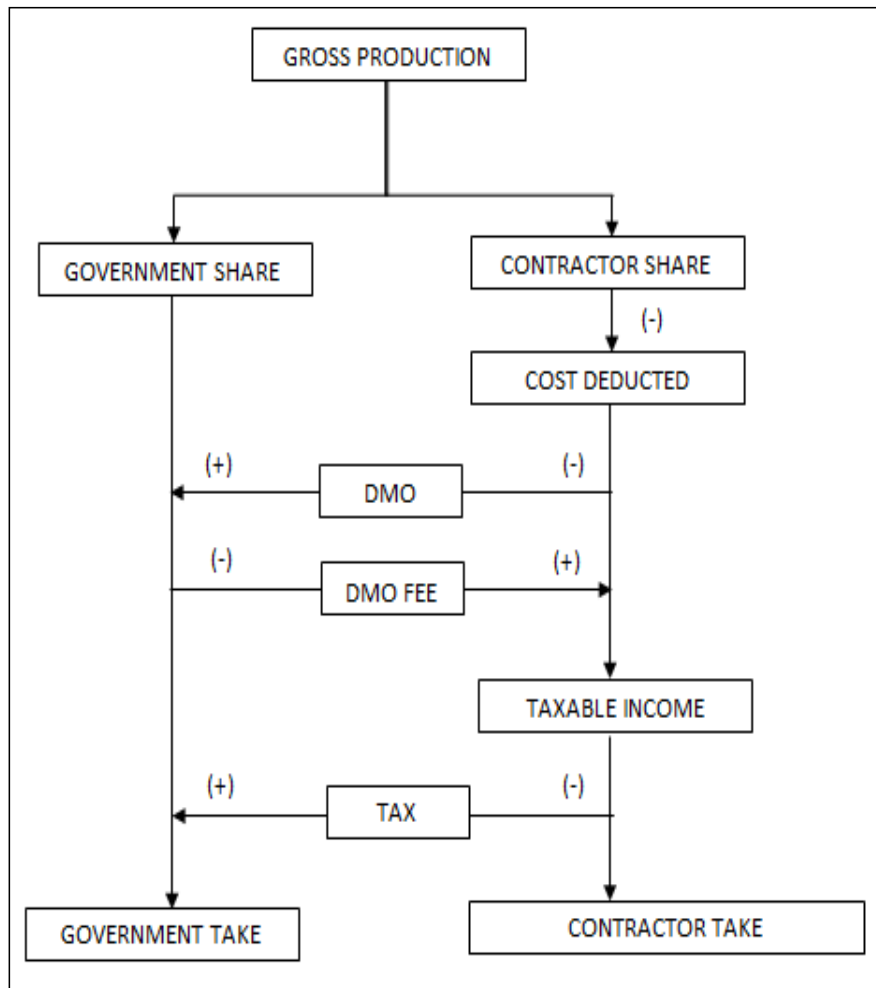
Pada bulan Januari 2017, pemerintah Indonesia mengeluarkan perubahan signifikan pada aturan fiskal kontrak bagi hasil wilayah kerja minyak dan gas konvensional yang bertujuan mendorong kontraktor PSC untuk beroperasi lebih efektif dan efisien, yaitu dengan mengeluarkan aturan PSC *gross split*. Skema *gross split* ini sepenuhnya menghapuskan sistem pemulihan biaya (*cost recovery*), menghilangkan kebutuhan akan pengawasan anggaran proyek oleh regulator hulu minyak dan gas Indonesia dalam hal ini SKK Migas,

namun tetap melakukan pengawasan dan memberikan persetujuan atas perumusan program kerja pengelolaan wilayah kerja migas.

Pada skema PSC *gross split*, bagi hasil antara Negara dan kontraktor diambil langsung dari produksi bruto tanpa pengurangan biaya. Konsep ini mirip dengan konsep royalti dan pajak (*R/T concept*), di mana penerimaan Negara berasal adalah royalti, bonus dan pajak dari keuntungan kontraktor. Sedangkan penerimaan kontraktor diperoleh semata-mata berdasarkan bagian produksi kotor (*gross production*), yang ditetapkan sebagai dasar penghitungan pajak. Biaya operasional akan dihitung sebagai pengurang sebelum menghitung kewajiban pajak penghasilan kontraktor PSC, dan depresiasi diterapkan sebagai biaya nontunai yang dapat dikurangkan untuk keperluan pajak penghasilan. Alur perhitungan yang digunakan pada skema PSC *gross split* ditunjukkan pada gambar 2.4.

Perhitungan besaran bagi hasil (*share split*) pada PSC *gross split* terdiri dari tiga komponen, yaitu *base split*, variabel split dan progresif split. Komponen *base split* dibagi berdasarkan hasil produksi yang dihasilkan yaitu minyak dengan pembagian 57:43 untuk Negara dan kontraktor, atau gas dengan pembagian 52:48, kemudian disesuaikan dengan faktor spesifik lapangan sesuai dengan komponen variabel dan progresif. Komponen variabel terdiri dari karakteristik lapangan migas seperti status lapangan, lokasi lapangan, kedalaman dan jenis reservoir, ketersediaan infrastruktur, kandungan CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S, serta kandungan konten lokal. Sedangkan

komponen progresif merupakan penyesuaian split berdasarkan perubahan kumulatif produksi yang dihasilkan dan harga minyak atau gas.



Gambar 2.4. Skema fiskal PSC *gross split* (Peraturan Menteri ESDM No 8, 2017)

Beberapa perbaikan dilakukan pada skema PSC *gross split* untuk meningkatkan daya tarik keekonomian kontraktor melalui peningkatan perolehan IRR dan NPV. (Peraturan Menteri ESDM No 8, 2017) dinyatakan tidak berlaku dan diganti dengan (Peraturan Menteri ESDM No 52, 2017). Terdapat empat modifikasi dalam

PSC *gross split* tersebut, yaitu: menambah besaran split pada beberapa komponen variabel seperti status lapangan, ketersediaan infrastruktur, kandungan pengotor H<sub>2</sub>S, dan tahapan produksi; menambah komponen split progresif, yaitu harga gas di mana pemisahan disesuaikan dengan formula; modifikasi besaran split progresif untuk produksi kumulatif dan harga minyak; dan perubahan kebijakan menteri atas penambahan atau pengurangan *split* untuk tingkat ekonomi tertentu menjadi tidak terbatas.

Tabel 2.6. Bagi hasil PSC *gross split*

<b>Komponen bagi Hasil</b>	<b>Definisi</b>
<b><i>Base Split</i></b>	Bagi hasil untuk kontraktor adalah 43% untuk lapangan minyak, dan 48% untuk lapangan gas.
<b><i>Variable Split</i></b>	Split disesuaikan mengacu pada kondisi spesifik faktor variabel lapangan dan digunakan oleh kementerian ESDM pada saat persetujuan Rencana Pengembangan Lapangan (POD) pertama masing-masing lapangan migas. Berikut besaran variable split berdasarkan Permen ESDM No.8/2017 dan Permen ESDM No.52/2017.

<b>Komponen bagi Hasil</b>		<b>Definisi</b>			
		<b>Permen ESDM No.8/2017</b>		<b>Permen ESDM No.52/2017</b>	
<b>Komponen</b>	<b>Penjelasan</b>	<b>Tambahan split</b>	<b>Penjelasan</b>	<b>Tambahan split</b>	
Status blok migas	POD I	5.00%	POD I	5.00%	
	POD II dst	0.00%	POD II, etc.	3.00%	
	POFD	0.00%	No POD	0.00%	
	No POD	-5.00%			
Lokasi lapangan	Onshore	0.00%	Onshore	0.00%	
	Offshore (0<h<=20m)	8.00%	Offshore (0 < h ≤ 20m)	8.00%	
	Offshore (20<h<=50m)	10.00%	Offshore (20 < h ≤ 50m)	10.00%	
	Offshore (50<h<=150m)	12.00%	Offshore (50 < h ≤ 150m)	12.00%	
	Offshore (150<h<=1000m)	14.00%	Offshore (150 < h ≤ 1000m)	14.00%	
	Offshore (>=1000m)	16.00%	Offshore (≥ 1000m)	16.00%	
Kedalaman reservoir	<= 2500 m	0.00%	≤ 2500 m	0.00%	
	> 2500 m	1.00%	> 2500 m	1.00%	
Infrastruktur penunjang	Well develop	0.00%	Well develop	0.00%	
	New Frontier	2.00%	New Frontier Offshore	2.00%	
			New Frontier Onshore	4.00%	
Kondisi reservoir	Conventional	0.00%	Conventional	0.00%	
	Non Conventional	16.00%	Non-Conventional	16.00%	
CO <sub>2</sub>	<5%	0.00%	< 5%	0.00%	
	5%=<x<10%	0.50%	5% ≤ x < 10%	0.50%	
	10%=<x<20%	1.00%	10% ≤ x < 20%	1.00%	
	20%=<x<40%	1.50%	20% ≤ x < 40%	1.50%	
	40%=<x<60%	2.00%	40% ≤ x < 60%	2.00%	
	x>=60%	4.00%	x ≥ 60%	4.00%	
H <sub>2</sub> S (ppm)	<100	0.00%	< 100	0.00%	
	100=<x<300	0.50%	100 ≤ x < 1000	1.00%	
	300=<x<500	0.75%	1000 ≤ x < 2000	2.00%	
	x>=500	1.00%	2000 ≤ x < 3000	3.00%	
			3000 ≤ x < 4000	4.00%	
	x ≥ 4000	5.00%			
Oil Specific Gravity (API)	API < 25	1.00%	API < 25	1.00%	
	API > 25	0.00%	API > 25	0.00%	
Kandungan lokal (%)	< 30	0.00%	< 30	0.00%	
	30 ≤ x < 50	2.00%	30 ≤ x < 50	2.00%	
	50 ≤ x < 70	3.00%	50 ≤ x < 70	3.00%	
	70 ≤ x < 100	4.00%	70 ≤ x < 100	4.00%	
Tahapan produksi	Primary recovery	0.00%	Primary recovery	0.00%	
	Secondary recovery	3.00%	Secondary recovery	6.00%	
	Tertiary recovery	5.00%	Tertiary recovery	10.00%	

<b>Komponen bagi Hasil</b>	<b>Definisi</b>			
<b><i>Progressive Split</i></b>	Split disesuaikan berdasarkan komponen progresif, dengan mempertimbangkan asumsi ketidakpastian jangka panjang dari harga minyak, harga gas, produksi, dan tingkat keekonomian lapangan. Berikut besaran progressive split berdasarkan Permen ESDM No.8/2017 dan Permen ESDM No.52/2017.			
	Permen ESDM No.8/2017		Permen ESDM No.52/2017	
Komponen	Penjelasan	Tambahkan split	Penjelasan	Tambahkan split
Oil Price	<40	7.5%	<40	11.5%
	40=<x<55	5.0%	40=<x<45	10.0%
	55=<x<70	2.5%	45=<x<55	7.5%
	70=<x<85	0.0%	55=<x<65	5.0%
	85=<x<100	-2.5%	65=<x<85	0.0%
	100=<x<115	-5.0%	85=<x<95	-2.5%
	>=115	-7.5%	105=<x<115	-5.0%
Cumulative Production	<1 mmboe	5%	<30 mmboe	10%
	1-10 mmboe	4%	30-60 mmboe	9%
	10-20 mmboe	3%	60-90 mmboe	8%
	20-50 mmboe	2%	90-125 mmboe	6%
	50-150 mmboe	1%	125-175 mmboe	4%
	>150 mmboe	0%	>175 mmboe	0%
Gas Price			5=<x<6	5%
			6=<x<7	2.5%
			7=<x<10	0%
			10=<x<11	0%
			11=<x<12	-2.5%
		>12	-5%	

## BAB III

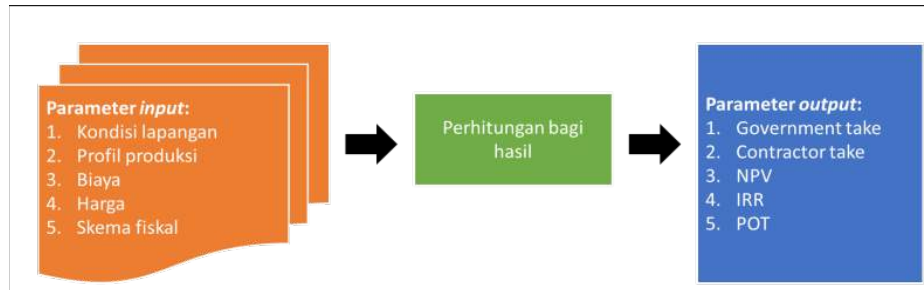
# Metode dan Perhitungan Indikator Keekonomian

### 3.1. Model Perhitungan

Metode kuantitatif dan analitik digunakan dalam studi analisis ini, dimana pengumpulan datanya melalui instrument penelitian berupa data-data sekunder yang diperoleh dari tiga wilayah kerja di Indonesia. Data yang dihasilkan diolah menggunakan perangkat lunak untuk membuat perhitungan keekonomian masing-masing wilayah kerja dan disensitifkan berdasarkan perubahan faktor eksternal yaitu harga dan biaya. Hasil penelitian kemudian dibuat dalam bentuk matriks untuk dapat dibandingkan dan dianalisis.

Dalam studi ini, sebagai dasar perhitungan analisis adalah skema bagi hasil yang digunakan oleh masing-masing lapangan migas. Gambar 3.1 menunjukkan model yang digunakan untuk menyelesaikan studi, dimana terdiri dari input, proses, dan hasil. Parameter input yang digunakan terdiri dari rencana pengembangan lapangan, profil produksi, biaya, harga minyak dan gas, serta skema fiskal. Proses perhitungan akan menggunakan tiga skema bagi hasil yaitu *PSC cost recovery*, *PSC gross split* dengan ketentuan Permen ESDM No.8/2017, dan *PSC gross split* dengan ketentuan Permen ESDM No.52/2017. Hasil perhitungan akan mencakup beberapa

indikator keekonomian antara lain, *government take*, *contractor take*, NPV, IRR, dan *pay out time*.



Gambar 3.1. Model perhitungan keekonomian lapangan

## 3.2. Kebutuhan Data

Secara umum, data yang dibutuhkan akan meliputi:

1. Skenario rencana pengembangan lapangan di tiga wilayah kerja berbeda dengan variasi kondisi lapangan (*early production*, *plateau*, dan *declining*), lokasi lapangan (*onshore* dan *offshore*), dan waktu pengembangan lapangan (perpanjangan atau baru).
2. Profil produksi yang didasarkan skenario pengembangan masing-masing lapangan.
3. Biaya investasi, yang terdiri atas biaya eksplorasi, biaya pengembangan, biaya operasional, serta biaya penutupan dan restorasi.
4. Skema fiskal yang digunakan, termasuk diantaranya royalti atau FTP, split bagi hasil, dengan atau tanpa *cost recovery*, biaya DMO, pajak, bonus, depresiasi, dan lain-lain.

### 3.3. Perhitungan Bagi Hasil

Tahapan perhitungan bagi hasil pada skema *PSC cost recovery* akan menggunakan alur pada gambar 2.3 dengan persamaan pada tabel 3.1.

Tabel 3.1. Parameter fiskal dan persamaan pada *PSC cost recovery*

Parameter	Persamaan	Nomor Persamaan
<i>Gross Revenue (GR)</i>	Produksi $\times$ harga	3.1
<i>FTP</i>	$FTP\% \times \text{Gross Revenue}$	3.2
<i>Cost Recovery</i>	$Opex + Depreciation^* + Non\ capital + Unrecovered\ cost\ of\ previous\ year$	3.3
<i>Operating Expenditure (Opex)</i>	Biaya operasi tetap ( <i>fixed cost</i> ) dan berubah ( <i>variable cost</i> )	
<i>Depresiasi</i>	Depresiasi atas investasi capital	
<i>Unrecovered cost (UC)</i>	Jika $Cost\ recovery > Recovered\ cost$ , $Unrecovered\ Cost = Cost\ recovery - Recovered\ cost$	3.4
<i>Recovered cost (RC)</i>	Jika $Gross\ Revenue - FTP - Investment\ Credit > Cost\ recovery$ , maka $Recovered\ Cost = Cost\ Recovery$ , jika tidak, $Recovered\ Cost = Gross\ Revenue - FTP - Investment\ Credit$	3.5
<i>Equity to be Split (ETS)</i>	$Gross\ Revenue - FTP - Investment\ Credit - Recovered\ Cost$	3.6
<i>Contractor share (CS)</i>	$\%profit\ split\ bagian\ kontraktor \times (ETS + FTP)$	3.7
<i>Government Share (GS)</i>	$\%profit\ split\ bagian\ pemerintah \times (ETS + FTP)$	3.8
<i>Net DMO</i>	$25\% \times \text{Produksi} \times \%profit\ split\ bagian\ kontraktor \times (1 - DMO\ fee) \times \text{harga}$	3.9

<b>Parameter</b>	<b>Persamaan</b>	<b>Nomor Persamaan</b>
<i>Contractor Taxable Income</i>	<i>Contractor share – net DMO</i>	3.10
<i>Contractor Tax</i>	<i>% Pajak x Contractor taxable income</i>	3.11
<i>Contractor take</i>	<i>Contractor taxable income - Government tax</i>	3.12
<i>Total Contractor Income</i>	<i>Contractor take + Investment Credit + Recovered cost</i>	3.13
<i>Expenditure</i>	<i>Capital + Non capital + Operating cost</i>	3.14
<i>Contractor cash flow</i>	<i>Total contractor income - Expenditure</i>	3.15
<i>Government Take</i>	<i>Government Share + Net DMO + Government Tax</i>	3.16

Sedangkan untuk PSC *gross split* tahapannya menggunakan alur pada gambar 2.4 dengan persamaan pada tabel 3.2. Yang membedakan antara skema PSC *gross split* ketentuan Permen ESDM No.8/2017 dan PSC *gross split* ketentuan Permen ESDM No.52/2017 hanya pada penentuan besaran split pada komponen variabel dan progresif split.

Tabel 3.2 Parameter fiskal dan persamaan pada PSC *gross split*

<b>Parameter</b>	<b>Persamaan</b>	<b>Nomor Persamaan</b>
<i>Gross Revenue (GR)</i>	<i>Produksi x harga</i>	3.17
<i>Contractor share (CS)</i>	<i>%profit split bagian kontraktor x Gross Revenue</i>	3.18
<i>Government Share (GS)</i>	<i>%profit split bagian pemerintah x Gross Revenue</i>	3.19
<i>Cost Deducted</i>	<i>Opex + Depreciation* + Non capital</i>	3.20

Parameter	Persamaan	Nomor Persamaan
<i>Operating Expenditure (Opex)</i>	Biaya operasi tetap dan variable	
<i>DMO</i>	$25\% \times \text{Produksi} \times \% \text{profit split bagian kontraktor} \times \text{harga}$	3.21
<i>Contractor Taxable Income</i>	$\text{Contractor share} - \text{cost deducted}$	3.22
<i>Contractor Tax</i>	$\% \text{ Pajak} \times \text{Contractor taxable income}$	3.23
<i>Contractor take</i>	$\text{Contractor taxable income} - \text{Contractor tax}$	3.24
<i>Expenditure</i>	$\text{Capital} + \text{Non capital} + \text{Operating cost}$	3.25
<i>Contractor cash flow</i>	$\text{Total contractor income} - \text{Expenditure}$	3.26
<i>Government Take</i>	$\text{Government Share} + \text{Government Tax}$	3.27

### 3.4. Analisis Indikator Keekonomian

Perbedaan suatu skema fiskal pada konsep bagi hasil sistem kontrak tentunya akan memberikan dampak pada pembagian pendapatan, keuntungan, resiko, biaya, dan lain-lain antara pemerintah dan kontraktor. Salah satu indikator penting bagi pemerintah adalah keuntungan bersih bagian negara dari produksi minyak dan gas bumi atau disebut *government take* (GT). Prosentase *government take* dihitung dengan membandingkan antara kumulatif besar nilai kas *government take* dibagi dengan total *gross revenue* yang merupakan total hasil perkalian dari produksi dengan harga minyak selama masa proyek.

$$\%GT = \frac{\sum \text{Government Take}}{\sum \text{Gross Revenue}} \dots\dots\dots (3.28)$$

Khelil (Khelil 1995) mengemukakan bahwa rata-rata GT dunia adalah 64% atau berada di rentang 40% hingga 85%, Irlandia memiliki GT yang sangat rendah sebesar 25%, Yaman memiliki GT yang sangat tinggi pada tingkat 95%. Sedangkan di Indonesia, pada saat PSC generasi pertama minimum GT ideal adalah 39%, yaitu sebesar besaran split bagian pemerintah. Setelah PSC menerapkan konsep FTP, minimum GT adalah sebesar perolehan FTP bagian pemerintah.

Sedangkan bagi kontraktor, indikator yang digunakan untuk menilai keuntungan atas investasi yang ditanamkan adalah dengan jumlah minyak dan gas yang diperoleh dalam bentuk natura (*in-kind*), *net present value* (NPV), *interest rate of return* (IRR) dan lama waktu pengembalian (*pay out time* atau POT) dari arus kas kontraktor.

Menurut Michael R. Baye, *net present value* diartikan sebagai selisih antara pengeluaran dan pemasukan yang telah didiskontokan atau arus kas yang diperkirakan akan diperoleh pada masa yang akan datang yang didiskontokan pada saat ini. Apabila nilai NPV > 0 maka proyek layak dijalankan karena memberikan nilai tambah pada investasi yang ditanamkan dan apabila nilai NPV < 0 maka proyek ditolak.

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{NCF}{(1+r)^t} \dots\dots\dots (3.29)$$

Suatu investasi dapat dilakukan apabila laju pengembaliannya (*rate of return*) lebih besar dari pada laju pengembalian apabila melakukan investasi di tempat lain (bunga deposito bank, reksadana dan lain-lain). IRR digunakan dalam menentukan apakah investasi dilaksanakan atau tidak, untuk itu biasanya digunakan acuan bahwa investasi yang dilakukan harus lebih tinggi dari *Minimum attractive rate of return* (MARR). MARR adalah laju pengembalian minimum dari suatu investasi yang dapat diterima oleh seorang investor. Setiap investor atau kontraktor migas mempunyai tingkat MARR yang berbeda-beda sesuai dengan komposisi biaya dana tiap-tiap perusahaan ditambah dengan ekspektasi keuntungan. Beberapa faktor yang mempengaruhi tingkat MARR diantaranya adalah sumber dana, besar bunga, tingkat resiko proyek, *brand image* perusahaan, dan sebagainya. Apabila nilai IRR lebih besar dari pada MARR yang disyaratkan maka proyek tersebut diterima, apabila lebih kecil ditolak.

*Internal Rate of Return* (IRR) didefinisikan sebagai harga bunga yang menyebabkan harga semua *cash inflow* sama besarnya dengan *cash outflow* bila nilai *cash flow* didiskon untuk suatu waktu tertentu. IRR yang bernilai negatif dapat diartikan bahwa proyek tersebut tidak layak untuk dikembangkan. Dengan kata lain IRR adalah tingkat suku bunga yang menyebabkan NPV = 0 (Pramadika, 2018). IRR dapat dinyatakan dengan:

$$IRR = \sum_{t=1}^n \frac{NCF}{(1+r)^t} = 0 \dots\dots\dots (3.30)$$

### 3.5. Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas, juga disebut sebagai analisis bagaimana jika atau *what if analysis*, yaitu teknik yang menunjukkan dengan tepat berapa banyak profitabilitas proyek akan berubah sebagai respons terhadap perubahan yang diberikan pada variabel input, dan variabel lain dianggap konstan (*ceteris paribus*).

Analisis dimulai dengan situasi kasus dasar (*base case*) menggunakan nilai masukan yang paling mungkin (diharapkan). Kemudian setiap variabel diubah pada suatu waktu dengan persentase tertentu, di atas dan di bawah nilai yang diharapkan, untuk kemudian menghitung besaran profitabilitas. Misalnya, untuk menjalankan sensitivitas pada harga minyak \$40/barel, \$50/barel, dan \$60/barel, maka \$50/barel dapat digunakan sebagai kasus dasar (*base case*). Nilai profitabilitas yang dihasilkan kemudian diplot terhadap variabel yang diubah. Plot tersebut menunjukkan seberapa sensitif profitabilitas investasi terhadap perubahan pada masing-masing variabel input.

# BAB IV

## Analisis Keekonomian Lapangan Migas

### 4.1. Kondisi Lapangan Migas

Terdapat tiga wilayah kerja migas yang dievaluasi dan dipilih berdasarkan perbedaan kondisi lapangan, lokasi lapangan, dan waktu pengembangan. Skenario rencana pengembangan lapangan di tiga wilayah kerja berbeda dengan variasi kondisi lapangan (*early production, plateau, dan declining*), lokasi lapangan (*onshore* dan dua lapangan *offshore*), dan waktu pengembangan lapangan (lapangan perpanjangan atau lapangan baru), ditunjukkan pada tabel 4.1.

Tabel 4.1. Skenario kondisi lapangan (Mardiana, 2019)

	Lapangan A	Lapangan B	Lapangan C
Production phase	Plateau	Declining field	Early production
Location	Offshore	Onshore	Offshore
Production stages	Secondary recovery	Secondary recovery	Primary recovery
Cumulative prod.	223 MMboe	12 MMboe	423 MMboe
Total additional split*	15-23%	9-15%	24-27%
Total additional split**	29-39%	30%	26-36%
Capital Expenditure	1.5 billion \$	73 million \$	2.3 billion \$
Operating Expenditure	4.7 billion \$	260 million \$	8.2 billion \$

\* PSC GS berdasarkan Permen ESDM no 8/2017

\*\* PSC GS berdasarkan Permen ESDM no MR 52/2017

Ketiga model lapangan dikembangkan dalam skema *full life* hingga kontrak berakhir dengan ukuran cadangan yang berbeda-beda. Rencana pengembangan tahap sekunder (*secondary recovery*) diaplikasikan pada lapangan marginal perpanjangan darat (lapangan B) dan lapangan lepas pantai (lapangan A) dengan besar cadangan masing-masing 12 MMBO dan 223 MMBO.

Pada lapangan baru di lepas pantai (lapangan C), diasumsikan bahwa kontraktor membuat penemuan komersial setelah dua tahun periode eksplorasi dan penilaian awal (*appraisal*), dan diasumsikan pengembangan hanya pada tahap *primary recovery* dengan cadangan sebesar 423 MMBO. Bonus dan biaya awal pengembangan ditanggung oleh kontraktor. Kontraktor lapangan C diminta untuk berproduksi lebih cepat yaitu pada tahap produksi awal (*early production phase*) dan bukan pada tahap produksi skala penuh yang direncanakan akan terjadi pada tahun ketujuh. Oleh karena itu kontraktor PSC lapangan C meminta beberapa insentif lain kepada pemerintah.

Ketiga lapangan akan berproduksi hingga akhir kontrak, sehingga tidak ada batasan *economic limit* dari masing-masing lapangan. Pada investasi kapital untuk biaya pengembangan (*capex*), diasumsikan kontrak yang digunakan untuk membangun fasilitas adalah berdasarkan lumpsum dan sudah disepakati pada awal proyek. Biaya operasi dibagi menjadi dua kategori, yaitu biaya tetap dan biaya variabel. Biaya tetap adalah biaya-biaya yang tidak bergantung pada berapa banyak minyak dan/atau gas yang

dihasilkan dari lapangan, seperti biaya asuransi, G&A, logistik, dan beberapa kegiatan pemeliharaan. Sedangkan biaya variabel adalah biaya operasional yang besarnya tergantung dari aktivitas penjualan dan produksi, seperti biaya untuk kegiatan *well service*, biaya transportasi produksi, biaya kebutuhan bahan kimia untuk produksi. Jika produksi meningkat, maka komponen biaya variabel akan ikut naik, dan sebaliknya.

Estimasi produksi tahunan pada masing-masing lapangan ditampilkan pada tabel 4.2 dan gambar 4.1. Profil produksi pada gambar 4.1 memperlihatkan perbedaan fase dan tahapan produksi suatu lapangan. Lapangan A, merupakan lapangan yang telah berproduksi dan sudah memasuki fase produksi sekunder dengan menerapkan program *waterflooding* di beberapa struktur lapangan. Kegiatan pengembangan lanjutan untuk mempertahankan produksi masih terus dilakukan pada lapangan A. Hal ini juga terlihat dari investasi biaya kapital yang dikeluarkan hingga tahun ke-15, seperti ditunjukkan pada tabel 4.3. Lapangan B merupakan lapangan *mature* yang sudah memasuki tahap *declining* dan juga telah melakukan kegiatan *secondary recovery* dengan *waterflood*. Upaya peningkatan produksi juga masih terus dilakukan pada Lapangan B dengan menambah kegiatan pemboran di tahun keempat hingga tahun keenam. Lapangan C merupakan lapangan baru yang dikembangkan setelah hasil kegiatan eksplorasi menemukan akumulasi hidrokarbon yang secara teknis dan keekonomian dapat diproduksi. Pengembangan dilakukan bertahap untuk mendukung rencana percepatan produksi (*early production phase*) yang dilakukan di

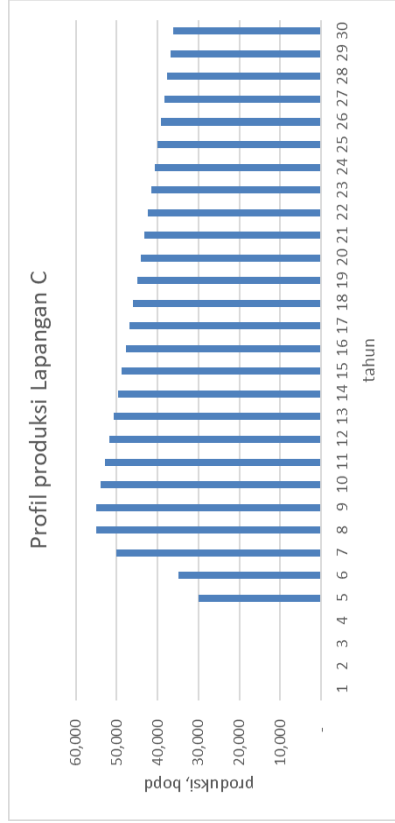
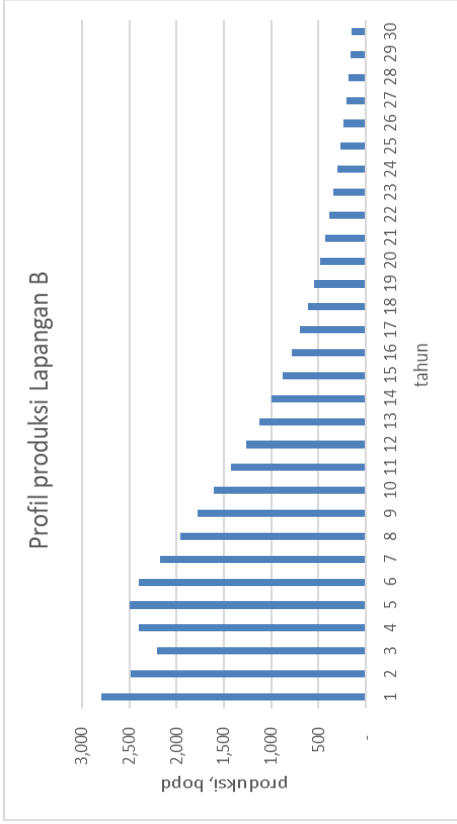
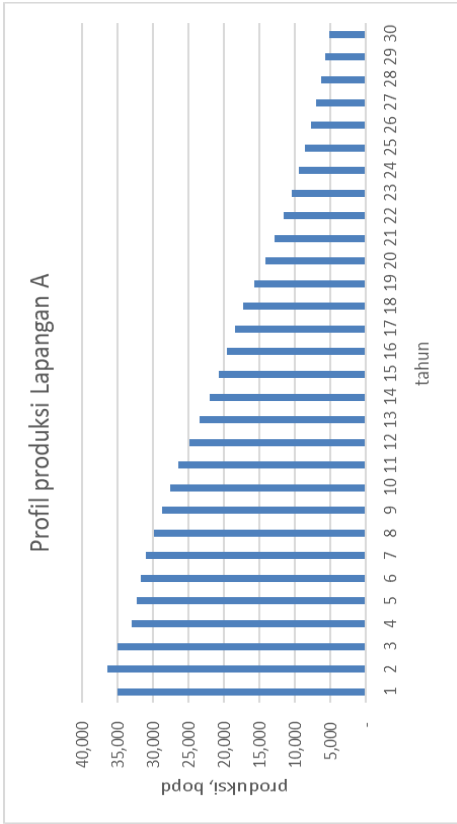
tahun keempat tanpa menunggu produksi skala penuh di tahun ketujuh.

Tabel 4.2 Estimasi produksi lapangan A, B, C (Mardiana, 2019)

Tahun	Lapangan A			Lapangan B			Lapangan C		
	Produksi harian bopd	Produksi tahunan Mbbl	Kumulatif produksi MMbbl	Produksi harian bopd	Produksi tahunan Mbbl	Kumulatif produksi MMbbl	Produksi harian bopd	Produksi tahunan Mbbl	Kumulatif produksi MMbbl
1	35,000	12,775	12,775	2,800	1,022	1,022	-	-	-
2	36,500	13,323	26,098	2,483	906	1,928	-	-	-
3	35,000	12,775	38,873	2,203	804	2,732	-	-	-
4	33,000	12,045	50,918	2,400	876	3,608	-	-	-
5	32,347	11,806	62,724	2,500	913	4,521	30,000	10,950	10,950
6	31,706	11,573	74,297	2,400	876	5,397	35,000	12,775	23,725
7	31,078	11,344	85,640	2,172	793	6,190	50,000	18,250	41,975
8	29,860	10,899	96,539	1,965	717	6,907	55,000	20,075	62,050
9	28,689	10,471	107,010	1,778	649	7,556	55,000	20,075	82,125
10	27,564	10,061	117,071	1,609	587	8,143	53,911	19,677	101,802
11	26,483	9,666	126,738	1,427	521	8,664	52,843	19,288	121,090
12	24,941	9,103	135,841	1,266	462	9,126	51,797	18,906	139,996
13	23,488	8,573	144,414	1,122	410	9,535	50,771	18,532	158,528
14	22,121	8,074	152,488	995	363	9,899	49,766	18,165	176,692
15	20,832	7,604	160,092	883	322	10,221	48,781	17,805	194,497
16	19,619	7,161	167,253	783	286	10,507	47,815	17,452	211,950
17	18,477	6,744	173,997	695	254	10,760	46,868	17,107	229,057
18	17,401	6,351	180,348	616	225	10,985	45,940	16,768	245,825
19	15,745	5,747	186,095	546	199	11,184	45,030	16,436	262,261
20	14,246	5,200	191,295	485	177	11,361	44,139	16,111	278,371
21	12,891	4,705	196,000	430	157	11,518	43,265	15,792	294,163
22	11,664	4,257	200,258	381	139	11,657	42,408	15,479	309,642
23	10,554	3,852	204,110	338	123	11,781	41,568	15,172	324,814
24	9,550	3,486	207,595	300	109	11,890	40,745	14,872	339,686
25	8,641	3,154	210,749	266	97	11,987	39,938	14,577	354,263
26	7,819	2,854	213,603	236	86	12,073	39,147	14,289	368,552
27	7,075	2,582	216,185	209	76	12,150	38,372	14,006	382,558
28	6,401	2,336	218,522	186	68	12,217	37,612	13,729	396,286
29	5,792	2,114	220,636	165	60	12,277	36,868	13,457	409,743
30	5,241	1,913	222,549	146	53	12,331	36,138	13,190	422,933

Estimasi biaya investasi didasarkan pada rencana pengembangan lapangan dan ditunjukkan pada tabel 4.3. Pada lapangan C yang merupakan lapangan baru, terdapat komitmen bonus berupa *signature bonus* dan *production bonus* yang dibayarkan di awal periode dan ketika produksi mencapai kumulatif tertentu. Serta biaya *sunk cost* atas kegiatan *pre-development*.

Penentuan besaran split bagian kontraktor dan pemerintah untuk *PSC gross split* didasarkan pada kondisi lapangan A, B, dan C, dengan rincian pada tabel 4.4



Gambar 4.1. Profil produksi lapangan A, B, C (Mardiana, 2019)

Tabel 4.3. Investasi biaya lapangan A, B, C (Mardiana, 2019)

Tahun	Lapangan A					Lapangan B					Lapangan C							
	Capital	Non-Capital	Operating cost	Other Cost	Total Cost		Capital	Non-Capital	Operating cost	Other Cost	Total Cost		Capital	Non-Capital	Operating cost	Other Cost	Total Cost	
					Total Cost	Cum					Total Cost	Cum					Total Cost	Cum
1	66,419	41,817	255,500	12,775	376,511	376,511	-	200	20,440	1,022	21,662	21,662	120,600	100,000	-	-	526,600	526,600
2	76,382	48,090	266,450	13,323	404,244	780,754	-	200	18,129	906	19,235	40,897	200,000	100,000	-	-	300,000	826,600
3	73,243	46,113	255,500	12,775	387,631	1,168,385	-	200	16,079	804	17,083	57,980	200,000	100,000	-	-	300,000	1,126,600
4	69,057	43,478	240,900	12,045	365,481	1,533,866	10,800	16,500	17,520	876	45,696	103,676	150,000	96,000	-	-	246,000	1,372,600
5	67,690	42,617	236,130	11,806	358,244	1,892,109	8,100	16,500	18,250	913	43,763	147,438	100,000	50,000	197,100	15,000	362,100	1,734,700
6	66,350	41,773	231,454	11,573	351,150	2,243,259	8,100	13,200	17,520	876	39,696	187,134	80,000	30,000	229,950	17,500	357,450	2,092,150
7	65,036	40,946	226,871	11,344	344,197	2,587,456	-	-	15,853	793	16,645	203,780	100,000	40,000	328,500	25,000	493,500	2,585,650
8	62,486	39,341	217,975	10,899	330,700	2,918,156	-	-	14,344	717	15,061	218,841	69,057	2,000	361,350	27,500	459,907	3,045,557
9	60,036	37,798	209,428	10,471	317,734	3,235,890	-	-	12,979	649	13,628	232,469	67,690	2,000	361,350	27,500	458,540	3,504,097
10	57,682	36,316	201,217	10,061	305,275	3,541,165	-	-	11,744	587	12,331	244,800	66,350	2,000	354,195	26,955	454,500	3,958,597
11	55,420	34,892	193,327	9,666	293,305	3,834,470	-	-	10,416	521	10,937	255,737	65,036	2,000	347,181	26,422	440,639	4,399,236
12	52,192	32,860	182,068	9,103	276,224	4,110,694	-	-	9,238	462	9,700	265,437	62,486	2,000	340,307	25,899	430,691	4,829,927
13	49,153	30,946	171,465	8,573	260,138	4,370,833	-	-	8,194	410	8,603	274,040	60,036	2,000	333,568	25,386	420,989	5,250,916
14	46,291	29,144	161,480	8,074	244,989	4,615,821	-	-	7,267	363	7,630	281,671	57,682	2,000	326,963	24,883	411,528	5,662,444
15	43,595	27,447	152,076	7,604	230,722	4,846,543	-	-	6,445	322	6,768	288,438	55,420	10,000	320,489	24,390	410,299	6,072,743
16	-	2,000	143,220	7,161	152,381	4,998,924	-	-	5,716	286	6,002	294,440	52,192	2,000	314,143	23,907	397,242	6,469,985
17	-	2,000	134,880	6,744	143,623	5,142,548	-	-	5,070	254	5,324	299,764	49,153	2,000	307,922	23,434	382,509	6,852,494
18	-	2,000	127,025	6,351	135,376	5,277,924	-	-	4,497	225	4,722	304,485	46,291	2,000	301,825	22,970	373,085	7,225,580
19	-	2,000	114,937	5,747	122,684	5,400,607	-	-	3,988	199	4,188	308,673	43,595	2,000	295,848	22,515	363,958	7,589,538
20	-	2,000	103,999	5,200	111,199	5,511,806	-	-	3,537	177	3,714	312,387	34,876	2,000	289,990	22,069	348,935	7,938,473
21	-	2,000	94,102	4,705	100,807	5,612,614	-	-	3,137	157	3,294	315,681	27,901	2,000	284,248	21,632	335,781	8,274,254
22	-	2,000	85,147	4,257	91,405	5,704,018	-	-	2,782	139	2,922	318,603	22,321	2,000	278,619	21,204	324,144	8,598,398
23	-	2,000	77,044	3,852	82,897	5,786,915	-	-	2,468	123	2,591	321,194	17,856	2,000	273,102	20,784	313,743	8,912,141
24	-	2,000	69,713	3,486	75,198	5,862,113	-	-	2,189	109	2,298	323,492	14,285	2,000	267,695	20,373	304,352	9,216,493
25	-	10,000	63,079	3,154	76,233	5,938,346	-	-	1,941	97	2,038	325,531	11,428	2,000	262,394	19,969	295,791	9,512,284
26	-	2,000	57,076	2,854	61,930	6,000,206	-	-	1,722	86	1,808	327,339	-	2,000	257,198	19,574	278,772	9,791,056
27	-	2,000	51,644	2,582	56,227	6,056,572	-	-	1,527	76	1,603	328,942	-	2,000	252,105	19,186	273,291	10,064,348
28	-	2,000	46,730	2,336	51,066	6,107,568	-	-	1,354	68	1,422	330,364	-	2,000	247,113	18,806	267,920	10,332,267
29	-	2,000	42,283	2,114	46,397	6,153,965	-	-	1,201	60	1,261	331,625	-	2,000	242,220	18,434	262,654	10,594,921
30	-	2,000	38,259	1,913	42,172	6,196,138	-	-	1,065	53	1,119	332,744	-	2,000	237,424	18,069	257,493	10,852,414

Tabel 4.4. Besaran split kontraktor lapangan A, B, dan C pada PSC *gross split* (Mardiana, 2019)

Lapangan A			Lapangan B			Lapangan C		
	Old PSC-GS	New PSC-GS		Old PSC-GS	New PSC-GS		Old PSC-GS	New PSC-GS
<b>Base split</b>			<b>Base split</b>			<b>Base split</b>		
- oil	43%	43%	- oil	43%	43%	- oil	43%	43%
- gas			- gas			- gas		
<b>Variable split</b>			<b>Variable split</b>			<b>Variable split</b>		
POD II dst	0%	3%	POD II dst	0%	3%	POD I	5%	5%
Offshore (20<h<=50m)	10%	10%	Onshore	0%	0%	Offshore (20<h<=50m)	10%	10%
> 2500 m	1%	1%	<= 2500 m	0%	0%	> 2500 m	1%	1%
Well develop	0%	0%	Well develop	0%	0%	New Frontier	2%	2%
Conventional	0%	0%	Conventional	0%	0%	Conventional	0%	0%
10%=<x<20%	1%	1%	<5%	0%	0%	5%=<x<10%	1%	1%
<100	0%	0%	<100	0%	0%	<100	0%	0%
API > 25	0%	0%	API > 25	0%	0%	API > 25	0%	0%
< 30	0%	0%	50 ≤ x < 70	3%	3%	< 30	0%	0%
Secondary recovery	3%	6%	Secondary recovery	3%	6%	Primary recovery	0%	0%
<b>Base + Variable split</b>	<b>58.00%</b>	<b>64.00%</b>	<b>Base + Variable split</b>	<b>49.00%</b>	<b>55.00%</b>	<b>Base + Variable split</b>	<b>61.50%</b>	<b>61.50%</b>

Tabel 4.4 memperlihatkan perbedaan perbedaan besaran split komponen variable split pada skema *Old* PSC-GS dan *New* PSC-GS yang diaplikasikan pada ketiga lapangan A, B, dan C. Besaran split pada Old PSC-GS mengacu pada Permen ESDM No.8 tahun 2017, sedangkan besaran split pada New PSC-GS mengacu pada Permen ESDM No.52 tahun 2017.

Perhitungan bagi hasil atas tiga lapangan migas dianalisis menggunakan tiga skema kontrak bagi dengan parameter fiskal yang ditunjukkan pada tabel 4.5.

Tabel 4.5. Parameter fiskal yang digunakan (Mardiana, 2019)

Parameter	PSC Cost recovery	PSC gross split
<b>DDB Depreciation</b>		5 years
<b>Discount rate</b>		10%
<b>Tax</b>		40%
<b>DMO volume</b>		25%
<b>DMO fee</b>	25%	0%

Parameter	PSC Cost recovery	PSC gross split
Contractor share	15% after tax	Base split + variable split + progressive split
FTP	20% shareable	N/A
Oil Price		

Model depresiasi yang digunakan untuk ketiga lapangan berdasarkan kontrak adalah *double declining balance* dengan periode lima tahun. Pada skema *PSC cost recovery*, depresiasi digunakan sebagai pendekatan dalam menghitung besar pengembalian biaya atas investasi kapital yang dikeluarkan kontraktor setelah aset tersebut digunakan atau *placed into service*. Sedangkan pada skema *PSC gross split*, depresiasi digunakan sebagai pengurang biaya non-tunai untuk keperluan perhitungan pajak penghasilan.

Asumsi pajak yang digunakan pada ketiga lapangan adalah pajak langsung sebesar 40% yang terdiri dari pajak penghasilan dan pajak bunga deviden dan royalty (PBDR). Perhitungan pajak tidak langsung diasumsikan termasuk dalam biaya operasi. Besaran *first tranche petroleum* (FTP) pada *PSC cost recovery* yang digunakan adalah 20% dan akan dibagi antara pemerintah dan kontraktor.

DMO *fee* yang berlaku pada perhitungan *PSC cost recovery* adalah 25% lebih rendah dari harga minyak di pasar. Sedangkan DMO *fee* pada perhitungan *PSC gross split* adalah 0% yang artinya harga minyak untuk kebutuhan DMO dihargai sesuai dengan harga minyak di pasar.

## 4.2. Analisis Perhitungan Bagi Hasil

Hasil perhitungan keekonomian lapangan dari tiga skema fiskal *PSC cost recovery* (PSC-CR) dan *PSC gross split* (PSC-GS) dijabarkan untuk masing-masing lapangan, dan dibandingkan secara keseluruhan.

### Hasil keekonomian Lapangan A

Berdasarkan input data produksi pada tabel 4.2, data biaya investasi pada tabel 4.3, dan beberapa parameter fiskal pada tabel 4.4 dan 4.5, perhitungan bagi hasil migas dengan skema *PSC cost recovery* dilakukan dengan menggunakan persamaan pada tabel 3.1, dan perhitungan bagi hasil migas dengan skema *PSC gross split* menggunakan persamaan pada tabel 3.2. Perhitungan indikator keekonomian menggunakan persamaan 3.28 – 3.30.

Perhitungan bagi hasil lapangan A dengan skema *PSC cost recovery* ditunjukkan pada tabel 4.6 - 4.7, skema *old PSC gross split* ditunjukkan pada tabel 4.8 - 4.9, dan skema *new PSC gross split* ditunjukkan pada tabel 4.10 - 4.11.

Tabel 4.6. Hasil keekonomian Lapangan A – PSC Cost Recovery

Year	Production, MBO Yearly	MBO Cumulative	Gross Revenue (M\$)	Investment (M\$)		Depreciation (M\$)						OPEX (M\$)		FTP (M\$)	IC (M\$)	Cost Recovery (M\$)	Recoverable Cost (M\$)	Unrecoverable Cost (M\$)
				Capital	Non Capital	1	2	3	4	5	TOTAL	Oil cost	Others					
1	12,775	12,775	638,750	66,419	41,817	26,568						255,500	12,775	127,750	-	336,659	336,659	-
2	13,323	26,098	666,125	76,382	48,090	30,553	15,941					266,450	13,323	133,225	-	374,355	374,355	-
3	12,775	38,873	638,750	73,243	46,113	29,297	18,332	9,564				255,500	12,775	127,750	-	371,581	371,581	-
4	12,045	50,918	602,250	69,057	43,478	27,623	17,578	10,999	5,739			240,900	12,045	120,450	-	358,362	358,362	-
5	11,806	62,724	590,325	67,690	42,617	27,076	16,574	10,547	6,599	8,608	8,608	236,130	11,806	118,065	-	359,958	359,958	-
6	11,573	74,297	578,635	66,350	41,773	26,540	16,246	9,944	6,328	9,899	9,899	231,454	11,573	115,727	-	353,757	353,757	-
7	11,344	85,640	567,178	65,036	40,946	26,014	15,924	9,747	5,967	9,492	9,492	226,871	11,344	113,436	-	346,305	346,305	-
8	10,899	96,539	544,938	62,486	39,341	24,994	15,609	9,554	5,848	8,950	8,950	217,975	10,899	108,988	-	333,170	333,170	-
9	10,471	107,010	523,571	60,036	37,798	24,014	14,997	9,365	5,733	8,773	8,773	209,428	10,471	104,714	-	320,579	320,579	-
10	10,061	117,071	503,041	57,682	36,316	23,073	14,409	8,998	5,619	8,599	8,599	201,217	10,061	100,608	-	308,291	308,291	-
11	9,666	126,738	483,317	55,420	34,892	22,168	13,844	8,645	5,399	8,429	8,429	193,327	9,666	96,663	-	296,369	296,369	-
12	9,103	135,841	455,171	52,192	32,860	20,877	13,301	8,306	5,187	8,098	8,098	182,068	9,103	91,034	-	279,801	279,801	-
13	8,573	144,414	428,664	49,153	30,946	19,661	12,526	7,980	4,984	7,781	7,781	171,465	8,573	85,733	-	263,917	263,917	-
14	8,074	152,488	403,700	46,291	29,144	18,516	11,797	7,516	4,788	7,476	7,476	161,480	8,074	80,740	-	248,791	248,791	-
15	7,604	160,092	380,191	43,595	27,447	17,438	11,110	7,078	4,509	7,182	7,182	152,076	7,604	76,038	-	234,445	234,445	-
16	7,161	167,253	358,050	-	2,000	-	10,463	6,666	4,247	6,764	6,764	143,220	7,161	71,610	-	180,521	180,521	-
17	6,744	173,997	337,199	-	2,000	-	-	6,278	4,000	6,370	6,370	134,880	6,744	67,440	-	160,271	160,271	-
18	6,351	180,348	317,562	-	2,000	-	-	-	3,767	5,999	5,999	127,025	6,351	63,512	-	145,142	145,142	-
19	5,747	186,095	287,342	-	2,000	-	-	-	-	5,650	5,650	114,937	5,747	57,468	-	128,333	128,333	-
20	5,200	191,295	259,998	-	2,000	-	-	-	-	-	-	103,999	5,200	52,000	-	111,199	111,199	-
21	4,705	196,000	235,256	-	2,000	-	-	-	-	-	-	94,102	4,705	47,051	-	100,807	100,807	-
22	4,257	200,258	212,868	-	2,000	-	-	-	-	-	-	85,147	4,257	42,574	-	91,405	91,405	-
23	3,852	204,110	192,611	-	2,000	-	-	-	-	-	-	77,044	3,852	38,522	-	82,897	82,897	-
24	3,486	207,595	174,282	-	2,000	-	-	-	-	-	-	69,713	3,486	34,856	-	75,198	75,198	-
25	3,154	210,749	157,697	-	10,000	-	-	-	-	-	-	63,079	3,154	31,539	-	76,233	76,233	-
26	2,854	213,603	142,690	-	2,000	-	-	-	-	-	-	57,076	2,854	28,538	-	61,930	61,930	-
27	2,582	216,185	129,111	-	2,000	-	-	-	-	-	-	51,644	2,582	25,822	-	56,227	56,227	-
28	2,336	218,522	116,824	-	2,000	-	-	-	-	-	-	46,730	2,336	23,365	-	51,066	51,066	-
29	2,114	220,636	105,707	-	2,000	-	-	-	-	-	-	42,283	2,114	21,141	-	46,397	46,397	-
30	1,913	222,549	95,648	-	2,000	-	-	-	-	-	-	38,259	1,913	19,130	-	42,172	42,172	-
<b>Jumlah</b>	<b>222,549</b>		<b>11,127,449</b>	<b>911,029</b>	<b>611,580</b>							<b>4,450,980</b>	<b>222,549</b>	<b>2,225,490</b>	<b>0</b>	<b>6,196,138</b>	<b>6,196,138</b>	<b>0</b>

Tabel 4.7. Hasil keekonomian Lapangan A – PSC Cost Recovery (lanjutan)

Year	Equity to be Split (M\$)	Govt. Share (M\$)	Contractor Share (M\$)	FTP Gov (M\$)	FTP Cont (M\$)	Net DMO (M\$)	Contractor Taxable Income (M\$)	Contractor Tax (M\$)	Contractor Take (M\$)	Total Contractor Income (M\$)	Expenditure (M\$)	Contractor Cash Flow (M\$)	Contractor Cumulative Cash Flow (M\$)	Government Take (M\$)
1	174,341	130,755	43,585	95,813	31,938	29,941	45,581	18,232	27,349	364,008	376,511	(12,503)	(12,503)	274,742
2	158,545	118,909	39,636	99,919	33,306	31,225	41,718	16,687	25,031	399,386	404,244	(4,858)	(17,360)	266,739
3	139,419	104,564	34,855	95,813	31,938	29,941	36,851	14,740	22,110	393,692	387,631	6,061	(11,300)	245,058
4	123,438	92,579	30,860	90,338	30,113	28,230	32,742	13,097	19,645	378,007	365,481	12,526	1,227	224,243
5	112,302	84,227	28,076	88,549	29,516	27,671	29,920	11,968	17,952	377,910	358,244	19,666	20,893	212,415
6	109,151	81,863	27,288	86,795	28,932	27,124	29,096	11,638	17,458	371,215	351,150	20,065	40,958	207,421
7	107,437	80,578	26,859	85,077	28,359	26,586	28,632	11,453	17,179	363,484	344,197	19,288	60,245	203,693
8	102,780	77,085	25,695	81,741	27,247	25,544	27,398	10,959	16,439	349,609	330,700	18,909	79,154	195,329
9	98,278	73,708	24,569	78,536	26,179	24,542	26,206	10,482	15,723	336,302	317,734	18,569	97,723	187,269
10	94,143	70,607	23,536	75,456	25,152	23,580	25,108	10,043	15,065	323,355	305,275	18,080	115,803	179,686
11	90,284	67,713	22,571	72,498	24,166	22,655	24,081	9,633	14,449	310,818	293,305	17,513	133,316	172,499
12	84,336	63,252	21,084	68,276	22,759	21,336	22,506	9,003	13,504	293,305	276,224	17,080	150,397	161,866
13	79,014	59,260	19,753	64,300	21,433	20,094	21,093	8,437	12,656	276,573	260,138	16,435	166,832	152,091
14	74,169	55,627	18,542	60,555	20,185	18,923	19,804	7,922	11,882	260,673	244,989	15,684	182,516	143,027
15	69,708	52,281	17,427	57,029	19,010	17,821	18,615	7,446	11,169	245,614	230,722	14,892	197,408	134,577
16	105,919	79,440	26,480	53,708	17,903	16,784	27,599	11,040	16,559	197,080	152,381	44,699	242,106	160,970
17	109,488	82,116	27,372	50,580	16,860	15,806	28,426	11,370	17,055	177,326	143,623	33,703	275,809	159,872
18	108,908	81,681	27,227	47,634	15,878	14,886	28,219	11,288	16,932	162,073	135,376	26,697	302,507	155,488
19	101,540	76,155	25,385	43,101	14,367	13,469	26,283	10,513	15,770	144,103	122,684	21,420	323,926	143,239
20	96,799	72,599	24,200	39,000	13,000	12,187	25,012	10,005	15,007	126,206	111,199	15,007	338,934	133,791
21	87,397	65,548	21,849	35,288	11,763	11,028	22,584	9,034	13,551	114,358	100,807	13,551	352,484	120,898
22	78,890	59,167	19,722	31,930	10,643	9,978	20,388	8,155	12,233	103,637	91,405	12,233	364,717	109,231
23	71,192	53,394	17,798	28,892	9,631	9,029	18,400	7,360	11,040	93,937	82,897	11,040	375,757	98,674
24	64,227	48,170	16,057	26,142	8,714	8,169	16,601	6,641	9,961	85,159	75,198	9,961	385,718	89,123
25	49,925	37,444	12,481	23,654	7,885	7,392	12,974	5,190	7,784	84,017	76,233	7,784	393,502	73,680
26	52,222	39,167	13,056	21,403	7,134	6,689	13,501	5,401	8,101	70,031	61,930	8,101	401,603	72,659
27	47,062	35,297	11,766	19,367	6,456	6,052	12,169	4,868	7,301	63,528	56,227	7,301	408,904	65,583
28	42,393	31,795	10,598	17,524	5,841	5,476	10,963	4,385	6,578	57,644	51,066	6,578	415,482	59,180
29	38,169	28,627	9,542	15,856	5,285	4,955	9,873	3,949	5,924	52,321	46,397	5,924	421,406	53,387
30	34,346	25,760	8,587	14,347	4,782	4,483	8,885	3,554	5,331	47,503	42,172	5,331	426,737	48,144
<b>Jumlah</b>	<b>2,705,822</b>	<b>2,029,366</b>	<b>676,455</b>	<b>1,669,117</b>	<b>556,372</b>	<b>521,599</b>	<b>711,229</b>	<b>284,491</b>	<b>426,737</b>	<b>6,622,875</b>	<b>6,196,138</b>	<b>426,737</b>		<b>4,504,574</b>

Tabel 4.8. Hasil keekonomian Lapangan A – Old PSC Gross Split

Year	Production, MBO		Gross Revenue (M\$)	Investment (M\$)		Depreciation (M\$)						OPEX (M\$)		Cost Deducted (M\$)
	Yearly	Cumulative		Capital	Non Capital	1	2	3	4	5	TOTAL	Oil cost	Others	
1	12,775	12,775	638,750	66,419	41,817	26,568						255,500	12,775	336,659
2	13,323	26,098	666,125	76,382	48,090	30,553	15,941					266,450	13,323	374,355
3	12,775	38,873	638,750	73,243	46,113	29,297	18,332	9,564				255,500	12,775	371,581
4	12,045	50,918	602,250	69,057	43,478	27,623	17,578	10,999	5,739			240,900	12,045	358,362
5	11,806	62,724	590,325	67,690	42,617	27,076	16,574	10,547	6,599	8,608	69,404	236,130	11,806	359,958
6	11,573	74,297	578,635	66,350	41,773	26,540	16,246	9,944	6,328	9,899	68,957	231,454	11,573	353,757
7	11,344	85,640	567,178	65,036	40,946	26,014	15,924	9,747	5,967	9,492	67,144	226,871	11,344	346,305
8	10,899	96,539	544,938	62,486	39,341	24,994	15,609	9,554	5,848	8,950	64,955	217,975	10,899	333,170
9	10,471	107,010	523,571	60,036	37,798	24,014	14,997	9,365	5,733	8,773	62,881	209,428	10,471	320,579
10	10,061	117,071	503,041	57,682	36,316	23,073	14,409	8,998	5,619	8,599	60,697	201,217	10,061	308,291
11	9,666	126,738	483,317	55,420	34,892	22,168	13,844	8,645	5,399	8,429	58,484	193,327	9,666	296,369
12	9,103	135,841	455,171	52,192	32,860	20,877	13,301	8,306	5,187	8,098	55,769	182,068	9,103	279,801
13	8,573	144,414	428,664	49,153	30,946	19,661	12,526	7,980	4,984	7,781	52,932	171,465	8,573	263,917
14	8,074	152,488	403,700	46,291	29,144	18,516	11,797	7,516	4,788	7,476	50,092	161,480	8,074	248,791
15	7,604	160,092	380,191	43,595	27,447	17,438	11,110	7,078	4,509	7,182	47,318	152,076	7,604	234,445
16	7,161	167,253	358,050	-	2,000	-	10,463	6,666	4,247	6,764	28,140	143,220	7,161	180,521
17	6,744	173,997	337,199	-	2,000	-	-	6,278	4,000	6,370	16,647	134,880	6,744	160,271
18	6,351	180,348	317,562	-	2,000	-	-	-	3,767	5,999	9,766	127,025	6,351	145,142
19	5,747	186,095	287,342	-	2,000	-	-	-	-	5,650	5,650	114,937	5,747	128,333
20	5,200	191,295	259,998	-	2,000	-	-	-	-	-	-	103,999	5,200	111,199
21	4,705	196,000	235,256	-	2,000	-	-	-	-	-	-	94,102	4,705	100,807
22	4,257	200,258	212,868	-	2,000	-	-	-	-	-	-	85,147	4,257	91,405
23	3,852	204,110	192,611	-	2,000	-	-	-	-	-	-	77,044	3,852	82,897
24	3,486	207,595	174,282	-	2,000	-	-	-	-	-	-	69,713	3,486	75,198
25	3,154	210,749	157,697	-	10,000	-	-	-	-	-	-	63,079	3,154	76,233
26	2,854	213,603	142,690	-	2,000	-	-	-	-	-	-	57,076	2,854	61,930
27	2,582	216,185	129,111	-	2,000	-	-	-	-	-	-	51,644	2,582	56,227
28	2,336	218,522	116,824	-	2,000	-	-	-	-	-	-	46,730	2,336	51,066
29	2,114	220,636	105,707	-	2,000	-	-	-	-	-	-	42,283	2,114	46,397
30	1,913	222,549	95,648	-	2,000	-	-	-	-	-	-	38,259	1,913	42,172
<b>Jun</b>	<b>222,549</b>		<b>11,127,449</b>	<b>911,029</b>	<b>611,580</b>	<b>364,412</b>	<b>218,647</b>	<b>131,188</b>	<b>78,713</b>	<b>118,069</b>	<b>911,029</b>	<b>4,450,980</b>	<b>222,549</b>	<b>6,196,138</b>

Tabel 4.9. Hasil keekonomian Lapangan A – Old PSC Gross Split (lanjutan)

Year	Govt. Share (M\$)	Contractor Share (M\$)	Contractor Taxable Income (M\$)	Contractor Tax (M\$)	Contractor Take (M\$)	Expenditure (M\$)	Contractor Cash Flow (M\$)	Contractor Cumulative Cash Flow (M\$)	Government Take (M\$)
1	236,338	402,413	65,753	26,301	39,452	376,511	(399)	(399)	262,639
2	246,466	419,659	45,304	18,121	27,182	404,244	(2,706)	(3,106)	264,588
3	236,338	402,413	30,831	12,333	18,499	387,631	2,449	(657)	248,670
4	222,833	379,418	21,056	8,422	12,633	365,481	5,515	4,858	231,255
5	218,420	371,905	11,947	4,779	7,168	358,244	8,882	13,740	223,199
6	214,095	364,540	10,783	4,313	6,470	351,150	9,077	22,817	218,408
7	209,856	357,322	11,017	4,407	6,610	344,197	8,719	31,536	214,262
8	201,627	343,311	10,141	4,056	6,085	330,700	8,554	40,090	205,684
9	193,721	329,850	9,271	3,708	5,562	317,734	8,408	48,498	197,430
10	186,125	316,916	8,626	3,450	5,175	305,275	8,191	56,689	189,576
11	178,827	304,490	8,120	3,248	4,872	293,305	7,936	64,626	182,075
12	168,413	286,758	6,957	2,783	4,174	276,224	7,751	72,376	171,196
13	158,606	270,058	6,141	2,456	3,684	260,138	7,464	79,840	161,062
14	149,369	254,331	5,540	2,216	3,324	244,989	7,126	86,966	151,585
15	140,671	239,520	5,075	2,030	3,045	230,722	6,768	93,734	142,701
16	132,479	225,572	45,051	18,020	27,031	152,381	55,170	148,904	150,499
17	124,764	212,435	52,164	20,866	31,299	143,623	47,946	196,850	145,629
18	117,498	200,064	54,922	21,969	32,953	135,376	42,719	239,569	139,467
19	106,316	181,025	52,692	21,077	31,615	122,684	37,265	276,834	127,393
20	96,199	163,799	52,600	21,040	31,560	111,199	31,560	308,394	117,239
21	87,045	148,211	47,404	18,961	28,442	100,807	28,442	336,836	106,006
22	78,761	134,107	42,702	17,081	25,621	91,405	25,621	362,457	95,842
23	71,266	121,345	38,448	15,379	23,069	82,897	23,069	385,526	86,645
24	64,484	109,797	34,599	13,840	20,759	75,198	20,759	406,286	78,324
25	58,348	99,349	23,116	9,247	13,870	76,233	13,870	420,156	67,594
26	52,795	89,895	27,965	11,186	16,779	61,930	16,779	436,935	63,981
27	47,771	81,340	25,113	10,045	15,068	56,227	15,068	452,003	57,816
28	43,225	73,599	22,533	9,013	13,520	51,066	13,520	465,522	52,238
29	39,112	66,596	20,199	8,079	12,119	46,397	12,119	477,642	47,191
30	35,390	60,258	18,086	7,234	10,852	42,172	10,852	488,493	42,624
<b>Jumlah</b>	<b>4,117,156</b>	<b>7,010,293</b>	<b>814,155</b>	<b>325,662</b>	<b>488,493</b>	<b>6,196,138</b>	<b>488,493</b>	<b>488,493</b>	<b>4,442,818</b>



Tabel 4.11. Hasil keekonomian Lapangan A – New PSC Gross Split (lanjutan)

Year	Govt. Share (M\$)	Contractor Share (M\$)	Contractor Taxable Income (M\$)	Contractor Tax (M\$)	Contractor Take (M\$)	Expenditure (M\$)	Contractor Cash Flow (M\$)	Contractor Cumulative Cash Flow (M\$)	Government Take (M\$)
1	182,044	456,706	120,047	48,019	72,028	376,511	32,177	32,177	230,062
2	189,846	476,279	101,924	40,770	61,155	404,244	31,266	63,443	230,615
3	182,044	456,706	85,125	34,050	51,075	387,631	35,025	98,468	216,094
4	171,641	430,609	72,247	28,899	43,348	365,481	36,229	134,698	200,540
5	168,243	422,082	62,125	24,850	37,275	358,244	38,989	173,686	193,092
6	164,911	413,724	59,967	23,987	35,980	351,150	38,588	212,274	188,898
7	161,646	405,532	59,227	23,691	35,536	344,197	37,645	249,919	185,336
8	155,307	389,631	56,461	22,584	33,876	330,700	36,346	286,265	177,892
9	149,218	374,353	53,774	21,510	32,264	317,734	35,110	321,375	170,727
10	143,367	359,675	51,384	20,554	30,830	305,275	33,846	355,221	163,920
11	137,745	345,572	49,202	19,681	29,521	293,305	32,586	387,806	157,426
12	129,724	325,447	45,646	18,258	27,388	276,224	30,964	418,771	147,982
13	122,169	306,495	42,577	17,031	25,546	260,138	29,325	448,096	139,200
14	115,055	288,646	39,855	15,942	23,913	244,989	27,715	475,811	130,996
15	108,354	271,836	37,392	14,957	22,435	230,722	26,158	501,969	123,311
16	102,044	256,006	75,485	30,194	45,291	152,381	73,431	575,399	132,238
17	96,102	241,097	80,826	32,331	48,496	143,623	65,143	640,543	128,432
18	90,505	227,057	81,915	32,766	49,149	135,376	58,915	699,457	123,271
19	81,892	205,449	77,116	30,846	46,270	122,684	51,919	751,377	112,739
20	74,099	185,898	74,699	29,880	44,820	111,199	44,820	796,196	103,979
21	67,048	168,208	67,400	26,960	40,440	100,807	40,440	836,637	94,008
22	60,667	152,201	60,796	24,318	36,478	91,405	36,478	873,114	84,986
23	54,894	137,717	54,820	21,928	32,892	82,897	32,892	906,006	76,822
24	49,670	124,611	49,413	19,765	29,648	75,198	29,648	935,654	69,436
25	44,944	112,753	36,520	14,608	21,912	76,233	21,912	957,567	59,552
26	40,667	102,023	40,093	16,037	24,056	61,930	24,056	981,623	56,704
27	36,797	92,314	36,088	14,435	21,653	56,227	21,653	1,003,275	51,232
28	33,295	83,530	32,463	12,985	19,478	51,066	19,478	1,022,753	46,280
29	30,127	75,581	29,184	11,673	17,510	46,397	17,510	1,040,263	41,800
30	27,260	68,388	26,216	10,486	15,730	42,172	15,730	1,055,993	37,746
<b>Jumlah</b>	<b>3,171,323</b>	<b>7,956,126</b>	<b>1,759,989</b>	<b>703,995</b>	<b>1,055,993</b>	<b>6,196,138</b>	<b>1,055,993</b>		<b>3,875,318</b>

Ringkasan hasil perhitungan keekonomian untuk lapangan A dengan tiga skema PSC ditunjukkan pada tabel 4.12. Terlihat bahwa total investasi yang dikeluarkan kontraktor untuk melanjutkan pengembangan di lapangan A sebesar 6,196 MM\$ dan menghasilkan produksi sebesar 223 MMBO, memberikan hasil keekonomian yang baik untuk ketiga skema fiskal, dengan nilai *discounted* NPV positif, dan IRR lebih besar dari *discounted rate*. Nilai NPV sebesar 114 MM\$ dan IRR 54% dengan PSC-CR, NPV 98 MM\$ dan IRR 124% dengan *old PSC-GS*, dan NPV 340 MM\$ dan IRR > 150% dengan *new PSC-GS*.

Tabel 4.12. Hasil keekonomian lapangan A

Parameter	Lapangan A ( <i>Offshore, extended contract</i> )		
	PSC-CR	Old PSC-GS	New PSC-GS
Reserves, MMBO		223	
Total Expenses, MM\$		6,196	
Gross Revenue, MM\$		11,127	
Cont. split (%) before tax	25%	63%	71.5%
Cost recovery ceiling (%)	80%	No CR	
Entitlement (%):			
- Government	40.5%	39.9%	34.8%
- Cost		55.7%	
- Contractor	3.8%	4.4%	9.5%
Cont. NPV, MM\$	114	98	340
IRR, %	54%	124%	>150%
Pay Out Time, year	3.9	3.1	0.0

Namun demikian, pada kasus lapangan A, penggunaan skema *new PSC-GS* memberikan hasil keekonomian yang lebih baik karena

besaran *split* bagian kontraktor lebih tinggi yaitu 71.5% dibandingkan dengan *old PSC-GS* sebesar 63%.

Ditinjau dari sudut pandang *host government*, perolehan bagian Negara dengan ketiga skema fiskal pada rentang 34% - 40.5% dari pendapatan kotor juga masih ideal dan baik. Meskipun dengan *PSC cost recovery* memberikan bagian Negara yang lebih besar yaitu 40.5%.

### **Hasil keekonomian Lapangan B**

Berdasarkan input data produksi pada tabel 4.2, data biaya investasi pada tabel 4.3, dan beberapa parameter fiskal pada tabel 4.4 dan 4.5, perhitungan bagi hasil migas dengan skema *PSC cost recovery* dilakukan dengan menggunakan persamaan pada tabel 3.1, dan perhitungan bagi hasil migas dengan skema *PSC gross split* menggunakan persamaan pada tabel 3.2. Perhitungan indikator keekonomian menggunakan persamaan 3.28 – 3.30.

Perhitungan bagi hasil lapangan B dengan skema *PSC cost recovery* ditunjukkan pada tabel 4.13 - 4.14, skema *old PSC gross split* ditunjukkan pada tabel 4.15 - 4.16, dan skema *new PSC gross split* ditunjukkan pada tabel 4.17 - 4.18.

Tabel 4.13. Hasil keekonomian Lapangan B – PSC Cost Recovery

Year	Production, MBO Yearly	MBO Cumulative	Gross Revenue (M\$)	Investment (M\$)		Depreciation (M\$)						OPEX (M\$)		FTP (M\$)	IC (M\$)	Cost Recovery (M\$)	Recoverable Cost (M\$)	Unrecoverable Cost (M\$)
				Capital	Non Capital	1	2	3	4	5	TOTAL	Oil cost	Others					
1	1,022	1,022	51,100	-	200	-	-	-	-	-	-	20,440	1,022	10,220	-	21,662	21,662	-
2	906	1,928	45,322	-	200	-	-	-	-	-	-	18,129	906	9,064	-	19,235	19,235	-
3	804	2,732	40,197	-	200	-	-	-	-	-	-	16,079	804	8,039	-	17,083	17,083	-
4	876	3,608	43,800	10,800	16,500	4,320	-	-	-	-	4,320	17,520	876	8,760	-	39,216	35,040	4,176
5	913	4,521	45,625	8,100	16,500	3,240	2,592	-	-	-	5,832	18,250	913	9,125	-	45,671	36,500	9,171
6	876	5,397	43,800	8,100	13,200	3,240	1,944	1,555	-	-	6,739	17,520	876	8,760	-	47,506	35,040	12,466
7	793	6,190	39,632	-	-	-	1,944	1,166	933	-	4,044	15,853	793	7,926	-	33,155	31,706	1,449
8	717	6,907	35,860	-	-	-	-	1,166	700	1,400	3,266	14,344	717	7,172	-	19,776	19,776	-
9	649	7,556	32,448	-	-	-	-	-	700	1,050	1,750	12,979	649	6,490	-	15,378	15,378	-
10	587	8,143	29,360	-	-	-	-	-	-	1,050	1,050	11,744	587	5,872	-	13,381	13,381	-
11	521	8,664	26,040	-	-	-	-	-	-	-	-	10,416	521	5,208	-	10,937	10,937	-
12	462	9,126	23,095	-	-	-	-	-	-	-	-	9,238	462	4,619	-	9,700	9,700	-
13	410	9,535	20,484	-	-	-	-	-	-	-	-	8,194	410	4,097	-	8,603	8,603	-
14	363	9,899	18,167	-	-	-	-	-	-	-	-	7,267	363	3,633	-	7,630	7,630	-
15	322	10,221	16,113	-	-	-	-	-	-	-	-	6,445	322	3,223	-	6,768	6,768	-
16	286	10,507	14,291	-	-	-	-	-	-	-	-	5,716	286	2,858	-	6,002	6,002	-
17	254	10,760	12,675	-	-	-	-	-	-	-	-	5,070	254	2,535	-	5,324	5,324	-
18	225	10,985	11,242	-	-	-	-	-	-	-	-	4,497	225	2,248	-	4,722	4,722	-
19	199	11,184	9,971	-	-	-	-	-	-	-	-	3,988	199	1,994	-	4,188	4,188	-
20	177	11,361	8,843	-	-	-	-	-	-	-	-	3,537	177	1,769	-	3,714	3,714	-
21	157	11,518	7,843	-	-	-	-	-	-	-	-	3,137	157	1,569	-	3,294	3,294	-
22	139	11,657	6,956	-	-	-	-	-	-	-	-	2,782	139	1,391	-	2,922	2,922	-
23	123	11,781	6,170	-	-	-	-	-	-	-	-	2,468	123	1,234	-	2,591	2,591	-
24	109	11,890	5,472	-	-	-	-	-	-	-	-	2,189	109	1,094	-	2,298	2,298	-
25	97	11,987	4,853	-	-	-	-	-	-	-	-	1,941	97	971	-	2,038	2,038	-
26	86	12,073	4,304	-	-	-	-	-	-	-	-	1,722	86	861	-	1,808	1,808	-
27	76	12,150	3,818	-	-	-	-	-	-	-	-	1,527	76	764	-	1,603	1,603	-
28	68	12,217	3,386	-	-	-	-	-	-	-	-	1,354	68	677	-	1,422	1,422	-
29	60	12,277	3,003	-	-	-	-	-	-	-	-	1,201	60	601	-	1,261	1,261	-
30	53	12,331	2,663	-	-	-	-	-	-	-	-	1,065	53	533	-	1,119	1,119	-
<b>Jumlah</b>	<b>12,331</b>		<b>616,533</b>	<b>27,000</b>	<b>46,800</b>	<b>10,800</b>	<b>6,480</b>	<b>3,888</b>	<b>2,333</b>	<b>3,499</b>	<b>27,000</b>	<b>246,613</b>	<b>12,331</b>	<b>123,307</b>	<b>0</b>	<b>360,005</b>	<b>332,744</b>	<b>27,261</b>

Tabel 4.14. Hasil keekonomian Lapangan B – PSC Cost Recovery (lanjutan)

Year	Equity to be Split (M\$)	Govt. Share (M\$)	Contractor Share (M\$)	FTP Gov (M\$)	FTP Cont (M\$)	Net DMO (M\$)	Contractor Taxable Income (M\$)	Contractor Tax (M\$)	Contractor Take (M\$)	Total Contractor Income (M\$)	Expenditure (M\$)	Contractor Cash Flow (M\$)	Contractor Cumulative Cash Flow (M\$)	Government Take (M\$)
1	19,218	14,414	4,805	7,665	2,555	2,395	4,964	1,986	2,979	24,641	21,662	2,979	2,979	26,459
2	17,022	12,767	4,256	6,798	2,266	2,124	4,397	1,759	2,638	21,873	19,235	2,638	5,617	23,448
3	15,075	11,306	3,769	6,030	2,010	1,884	3,894	1,558	2,337	19,419	17,083	2,337	7,953	20,777
4	-	-	-	6,570	2,190	-	2,190	876	1,314	36,354	45,696	(9,342)	(1,389)	7,446
5	-	-	-	6,844	2,281	-	2,281	913	1,369	37,869	43,763	(5,894)	(7,282)	7,756
6	-	-	-	6,570	2,190	-	2,190	876	1,314	36,354	39,696	(3,342)	(10,624)	7,446
7	-	-	-	5,945	1,982	-	1,982	793	1,189	32,894	16,645	16,249	5,625	6,737
8	8,912	6,684	2,228	5,379	1,793	1,681	2,340	936	1,404	21,180	15,061	6,119	11,744	14,680
9	10,581	7,935	2,645	4,867	1,622	1,521	2,747	1,099	1,648	17,026	13,628	3,398	15,141	15,422
10	10,107	7,580	2,527	4,404	1,468	1,376	2,619	1,047	1,571	14,952	12,331	2,621	17,762	14,408
11	9,895	7,421	2,474	3,906	1,302	1,221	2,555	1,022	1,533	12,470	10,937	1,533	19,295	13,570
12	8,776	6,582	2,194	3,464	1,155	1,083	2,266	906	1,360	11,060	9,700	1,360	20,655	12,036
13	7,784	5,838	1,946	3,073	1,024	960	2,010	804	1,206	9,809	8,603	1,206	21,861	10,675
14	6,904	5,178	1,726	2,725	908	852	1,783	713	1,070	8,700	7,630	1,070	22,931	9,468
15	6,123	4,592	1,531	2,417	806	755	1,581	632	949	7,716	6,768	949	23,879	8,397
16	5,431	4,073	1,358	2,144	715	670	1,402	561	841	6,844	6,002	841	24,721	7,447
17	4,817	3,612	1,204	1,901	634	594	1,244	497	746	6,070	5,324	746	25,467	6,605
18	4,272	3,204	1,068	1,686	562	527	1,103	441	662	5,383	4,722	662	26,129	5,858
19	3,789	2,842	947	1,496	499	467	978	391	587	4,775	4,188	587	26,716	5,196
20	3,360	2,520	840	1,326	442	415	868	347	521	4,235	3,714	521	27,236	4,608
21	2,980	2,235	745	1,176	392	368	770	308	462	3,756	3,294	462	27,698	4,087
22	2,643	1,983	661	1,043	348	326	683	273	410	3,331	2,922	410	28,108	3,625
23	2,344	1,758	586	925	308	289	605	242	363	2,954	2,591	363	28,471	3,215
24	2,079	1,560	520	821	274	256	537	215	322	2,620	2,298	322	28,793	2,852
25	1,844	1,383	461	728	243	227	476	190	286	2,324	2,038	286	29,079	2,529
26	1,636	1,227	409	646	215	202	422	169	253	2,061	1,808	253	29,332	2,243
27	1,451	1,088	363	573	191	179	375	150	225	1,828	1,603	225	29,557	1,989
28	1,287	965	322	508	169	159	332	133	199	1,621	1,422	199	29,756	1,765
29	1,141	856	285	450	150	141	295	118	177	1,438	1,261	177	29,933	1,565
30	1,012	759	253	400	133	125	261	105	157	1,275	1,119	157	30,090	1,388
<b>Jumlah</b>	<b>160,483</b>	<b>120,362</b>	<b>40,121</b>	<b>92,480</b>	<b>30,827</b>	<b>20,797</b>	<b>50,150</b>	<b>20,060</b>	<b>30,090</b>	<b>362,834</b>	<b>332,744</b>	<b>30,090</b>	<b>30,090</b>	<b>253,699</b>

Tabel 4.15. Hasil keekonomian Lapangan B – Old PSC Gross Split

Year	Production, MBO		Gross Revenue (M\$)	Investment (M\$)		Depreciation (M\$)					OPEX (M\$)		Cost Deducted (M\$)	
	Yearly	Cumulative		Capital	Non Capital	1	2	3	4	5	TOTAL	Oil cost		Others
1	1,022	1,022	51,100	-	200	-	-	-	-	-	-	20,440	1,022	21,662
2	906	1,928	45,322	-	200	-	-	-	-	-	-	18,129	906	19,235
3	804	2,732	40,197	-	200	-	-	-	-	-	-	16,079	804	17,083
4	876	3,608	43,800	10,800	16,500	4,320	-	-	-	4,320	-	17,520	876	39,216
5	913	4,521	45,625	8,100	16,500	3,240	2,592	-	-	5,832	-	18,250	913	41,495
6	876	5,397	43,800	8,100	13,200	3,240	1,944	1,555	-	6,739	-	17,520	876	38,335
7	793	6,190	39,632	-	-	-	1,944	1,166	933	4,044	-	15,853	793	20,689
8	717	6,907	35,860	-	-	-	-	1,166	700	3,266	-	14,344	717	18,327
9	649	7,556	32,448	-	-	-	-	-	700	1,750	-	12,979	649	15,378
10	587	8,143	29,360	-	-	-	-	-	-	1,050	-	11,744	587	13,381
11	521	8,664	26,040	-	-	-	-	-	-	1,050	-	10,416	521	10,937
12	462	9,126	23,095	-	-	-	-	-	-	-	-	9,238	462	9,700
13	410	9,535	20,484	-	-	-	-	-	-	-	-	8,194	410	8,603
14	363	9,899	18,167	-	-	-	-	-	-	-	-	7,267	363	7,630
15	322	10,221	16,113	-	-	-	-	-	-	-	-	6,445	322	6,768
16	286	10,507	14,291	-	-	-	-	-	-	-	-	5,716	286	6,002
17	254	10,760	12,675	-	-	-	-	-	-	-	-	5,070	254	5,324
18	225	10,985	11,242	-	-	-	-	-	-	-	-	4,497	225	4,722
19	199	11,184	9,971	-	-	-	-	-	-	-	-	3,988	199	4,188
20	177	11,361	8,843	-	-	-	-	-	-	-	-	3,537	177	3,714
21	157	11,518	7,843	-	-	-	-	-	-	-	-	3,137	157	3,294
22	139	11,657	6,956	-	-	-	-	-	-	-	-	2,782	139	2,922
23	123	11,781	6,170	-	-	-	-	-	-	-	-	2,468	123	2,591
24	109	11,890	5,472	-	-	-	-	-	-	-	-	2,189	109	2,298
25	97	11,987	4,853	-	-	-	-	-	-	-	-	1,941	97	2,038
26	86	12,073	4,304	-	-	-	-	-	-	-	-	1,722	86	1,808
27	76	12,150	3,818	-	-	-	-	-	-	-	-	1,527	76	1,603
28	68	12,217	3,386	-	-	-	-	-	-	-	-	1,354	68	1,422
29	60	12,277	3,003	-	-	-	-	-	-	-	-	1,201	60	1,261
30	53	12,331	2,663	-	-	-	-	-	-	-	-	1,065	53	1,119
<b>Jumlah</b>	<b>12,331</b>		<b>616,533</b>	<b>27,000</b>	<b>46,800</b>	<b>10,800</b>	<b>6,480</b>	<b>3,888</b>	<b>2,333</b>	<b>3,499</b>	<b>27,000</b>	<b>246,613</b>	<b>12,331</b>	<b>332,744</b>

Tabel 4.16. Hasil keekonomian Lapangan B – Old PSC Gross Split (lanjutan)

Year	Govt. Share (M\$)	Contractor Share (M\$)	Contractor Taxable Income (M\$)	Contractor Tax (M\$)	Contractor Take (M\$)	Expenditure (M\$)	Contractor Cash Flow (M\$)	Contractor Cumulative Cash Flow (M\$)	Government Take (M\$)
1	22,229	28,872	7,210	2,884	4,326	21,662	4,326	4,326	25,112
2	19,715	25,607	6,372	2,549	3,823	19,235	3,823	8,149	22,264
3	17,486	22,711	5,629	2,251	3,377	17,083	3,377	11,526	19,737
4	19,053	24,747	(14,469)	(5,788)	(8,681)	45,696	(15,161)	(3,636)	13,265
5	19,847	25,778	(15,716)	(6,287)	(9,430)	43,763	(11,698)	(15,333)	13,560
6	19,053	24,747	(13,588)	(5,435)	(8,153)	39,696	(9,514)	(24,847)	13,618
7	17,240	22,392	1,703	681	1,022	16,645	5,065	(19,782)	17,921
8	15,599	20,261	1,934	774	1,160	15,061	4,426	(15,356)	16,373
9	14,115	18,333	2,955	1,182	1,773	13,628	3,523	(11,833)	15,297
10	12,772	16,588	3,207	1,283	1,924	12,331	2,974	(8,859)	14,055
11	11,327	14,713	3,776	1,510	2,265	10,937	2,265	(6,593)	12,838
12	10,047	13,049	3,349	1,340	2,009	9,700	2,009	(4,584)	11,386
13	8,910	11,573	2,970	1,188	1,782	8,603	1,782	(2,802)	10,099
14	7,903	10,265	2,634	1,054	1,581	7,630	1,581	(1,221)	8,957
15	7,009	9,104	2,336	935	1,402	6,768	1,402	181	7,944
16	6,217	8,074	2,072	829	1,243	6,002	1,243	1,424	7,045
17	5,514	7,161	1,838	735	1,103	5,324	1,103	2,527	6,249
18	4,890	6,352	1,630	652	978	4,722	978	3,505	5,542
19	4,337	5,633	1,446	578	867	4,188	867	4,372	4,915
20	3,847	4,996	1,282	513	769	3,714	769	5,142	4,360
21	3,412	4,431	1,137	455	682	3,294	682	5,824	3,867
22	3,026	3,930	1,009	403	605	2,922	605	6,429	3,429
23	2,684	3,486	895	358	537	2,591	537	6,966	3,042
24	2,380	3,092	793	317	476	2,298	476	7,442	2,698
25	2,111	2,742	704	281	422	2,038	422	7,864	2,393
26	1,872	2,432	624	250	374	1,808	374	8,239	2,122
27	1,661	2,157	554	221	332	1,603	332	8,571	1,882
28	1,473	1,913	491	196	295	1,422	295	8,865	1,669
29	1,306	1,697	435	174	261	1,261	261	9,127	1,481
30	1,159	1,505	386	154	232	1,119	232	9,358	1,313
<b>Jumlah</b>	<b>268,192</b>	<b>348,341</b>	<b>15,597</b>	<b>6,239</b>	<b>9,358</b>	<b>332,744</b>	<b>9,358</b>	<b>9,358</b>	<b>274,431</b>

Tabel 4.17. Hasil keekonomian Lapangan B – New PSC Gross Split

Year	Production, MBO		Gross Revenue (M\$)	Investment (M\$)		Depreciation (M\$)						OPEX (M\$)		Cost Deducted (M\$)
	Yearly	Cumulative		Capital	Non Capital	1	2	3	4	5	TOTAL	Oil cost	Others	
1	1,022	1,022	51,100	-	200	-	-	-	-	-	-	20,440	1,022	21,662
2	906	1,928	45,322	-	200	-	-	-	-	-	-	18,129	906	19,235
3	804	2,732	40,197	-	200	-	-	-	-	-	-	16,079	804	17,083
4	876	3,608	43,800	10,800	16,500	4,320	-	-	-	-	4,320	17,520	876	39,216
5	913	4,521	45,625	8,100	16,500	3,240	2,592	-	-	-	5,832	18,250	913	41,495
6	876	5,397	43,800	8,100	13,200	3,240	1,944	1,555	-	-	6,739	17,520	876	38,335
7	793	6,190	39,632	-	-	-	1,944	1,166	933	-	4,044	15,853	793	20,589
8	717	6,907	35,860	-	-	-	-	1,166	700	1,400	3,266	14,344	717	18,327
9	649	7,556	32,448	-	-	-	-	-	700	1,050	1,750	12,979	649	15,378
10	587	8,143	29,360	-	-	-	-	-	-	1,050	1,050	11,744	587	13,381
11	521	8,664	26,040	-	-	-	-	-	-	-	-	10,416	521	10,937
12	462	9,126	23,095	-	-	-	-	-	-	-	-	9,238	462	9,700
13	410	9,535	20,484	-	-	-	-	-	-	-	-	8,194	410	8,603
14	363	9,899	18,167	-	-	-	-	-	-	-	-	7,267	363	7,630
15	322	10,221	16,113	-	-	-	-	-	-	-	-	6,445	322	6,768
16	286	10,507	14,291	-	-	-	-	-	-	-	-	5,716	286	6,002
17	254	10,760	12,675	-	-	-	-	-	-	-	-	5,070	254	5,324
18	225	10,985	11,242	-	-	-	-	-	-	-	-	4,497	225	4,722
19	199	11,184	9,971	-	-	-	-	-	-	-	-	3,988	199	4,188
20	177	11,361	8,843	-	-	-	-	-	-	-	-	3,537	177	3,714
21	157	11,518	7,843	-	-	-	-	-	-	-	-	3,137	157	3,294
22	139	11,657	6,956	-	-	-	-	-	-	-	-	2,782	139	2,922
23	123	11,781	6,170	-	-	-	-	-	-	-	-	2,468	123	2,591
24	109	11,890	5,472	-	-	-	-	-	-	-	-	2,189	109	2,298
25	97	11,987	4,853	-	-	-	-	-	-	-	-	1,941	97	2,038
26	86	12,073	4,304	-	-	-	-	-	-	-	-	1,722	86	1,808
27	76	12,150	3,818	-	-	-	-	-	-	-	-	1,527	76	1,603
28	68	12,217	3,386	-	-	-	-	-	-	-	-	1,354	68	1,422
29	60	12,277	3,003	-	-	-	-	-	-	-	-	1,201	60	1,261
30	53	12,331	2,663	-	-	-	-	-	-	-	-	1,065	53	1,119
<b>Jumlah</b>	<b>12,331</b>		<b>616,533</b>	<b>27,000</b>	<b>46,800</b>	<b>10,800</b>	<b>6,480</b>	<b>3,888</b>	<b>2,333</b>	<b>3,499</b>	<b>27,000</b>	<b>246,613</b>	<b>12,331</b>	<b>332,744</b>

Tabel 4.18. Hasil keekonomian Lapangan B – New PSC Gross Split (lanjutan)

Year	Govt. Share (M\$)	Contractor Share (M\$)	Contractor Taxable Income (M\$)	Contractor Tax (M\$)	Contractor Take (M\$)	Expenditure (M\$)	Contractor Cash Flow (M\$)	Contractor Cumulative Cash Flow (M\$)	Government Take (M\$)
1	14,053	37,048	15,386	6,154	9,231	21,662	9,231	9,231	20,207
2	12,463	32,858	13,623	5,449	8,174	19,235	8,174	17,405	17,913
3	11,054	29,143	12,060	4,824	7,236	17,083	7,236	24,641	15,878
4	12,045	31,755	(7,461)	(2,984)	(4,477)	45,696	(10,957)	13,685	9,061
5	12,547	33,078	(8,416)	(3,367)	(5,050)	43,763	(7,318)	6,367	9,180
6	12,045	31,755	(6,580)	(2,632)	(3,948)	39,696	(5,309)	1,058	9,413
7	10,899	28,733	8,044	3,218	4,827	16,645	8,870	9,928	14,116
8	9,862	25,999	7,672	3,069	4,603	15,061	7,869	17,797	12,930
9	8,923	23,525	8,147	3,259	4,888	13,628	6,638	24,434	12,182
10	8,074	21,286	7,905	3,162	4,743	12,331	5,793	30,227	11,236
11	7,161	18,879	7,942	3,177	4,765	10,937	4,765	34,993	10,338
12	6,351	16,744	7,044	2,818	4,226	9,700	4,226	39,219	9,169
13	5,633	14,851	6,248	2,499	3,749	8,603	3,749	42,968	8,132
14	4,996	13,171	5,541	2,216	3,325	7,630	3,325	46,292	7,212
15	4,431	11,682	4,915	1,966	2,949	6,768	2,949	49,241	6,397
16	3,930	10,361	4,359	1,744	2,615	6,002	2,615	51,856	5,674
17	3,486	9,189	3,866	1,546	2,320	5,324	2,320	54,176	5,032
18	3,091	8,150	3,429	1,371	2,057	4,722	2,057	56,233	4,463
19	2,742	7,229	3,041	1,216	1,825	4,188	1,825	58,058	3,958
20	2,432	6,411	2,697	1,079	1,618	3,714	1,618	59,676	3,511
21	2,157	5,686	2,392	957	1,435	3,294	1,435	61,111	3,114
22	1,913	5,043	2,122	849	1,273	2,922	1,273	62,384	2,762
23	1,697	4,473	1,882	753	1,129	2,591	1,129	63,513	2,449
24	1,505	3,967	1,669	668	1,001	2,298	1,001	64,515	2,172
25	1,335	3,519	1,480	592	888	2,038	888	65,403	1,927
26	1,184	3,121	1,313	525	788	1,808	788	66,190	1,709
27	1,050	2,768	1,164	466	699	1,603	699	66,889	1,516
28	931	2,455	1,033	413	620	1,422	620	67,509	1,344
29	826	2,177	916	366	550	1,261	550	68,058	1,192
30	732	1,931	812	325	487	1,119	487	68,546	1,057
<b>Jumlah</b>	<b>169,547</b>	<b>446,987</b>	<b>114,243</b>	<b>45,697</b>	<b>68,546</b>	<b>332,744</b>	<b>68,546</b>		<b>215,244</b>

Ringkasan hasil perhitungan keekonomian untuk lapangan B dengan tiga skema PSC ditunjukkan pada tabel 4.19. Terlihat bahwa total investasi yang dikeluarkan kontraktor untuk melanjutkan pengembangan di lapangan B sebesar 333 MM\$ dan menghasilkan produksi sebesar 12 MMBO, memberikan hasil keekonomian yang baik pada skema fiskal PSC-CR dan *new* PSC-GS, dengan nilai *discounted* NPV positif, IRR lebih besar dari *discounted rate*, yaitu NPV sebesar 11 MM\$ dan IRR 150% dengan PSC-CR, dan NPV 27 MM\$ serta IRR >150%% dengan *new PSC-GS*.

Tabel 4.19. Hasil keekonomian lapangan B

Parameter	Lapangan B (Onshore, mature field)		
	PSC-CR	Old PSC-GS	New PSC-GS
Reserves, MMBO		12	
Total Expenses, MM\$		333	
Gross Revenue, MM\$		617	
Cont. split (%) before tax	25%	57%	72.5%
Cost recovery ceiling (%)	80%	No CR	
Entitlement (%):			
- Government	41.1%	44.5%	34.9%
- Cost		54.0%	
- Contractor	4.9%	1.5%	11.1%
Cont. NPV, MM\$	11	(2)	27
IRR, %	150%	6%	>150%
Pay Out Time, year	10.5	18.6	0.0

Hasil keekonomian dengan skema *old* PSC-GS belum memberikan nilai NPV dan IRR yang baik karena *split* bagian kontraktor sebesar 57% belum mampu mengkompensasi keseluruhan biaya yang dikeluarkan kontraktor hingga akhir periode

yaitu sebesar 54% (rasio biaya dan *gross revenue*). Perbaikan *split* pada *new* PSC-GS menjadi sebesar 72.5% mampu meningkatkan hasil keekonomian lapangan B menjadi lebih baik bahkan jika dibandingkan dengan PSC-CR. Untuk itu, hasil keekonomian dengan *new* PSC-GS menunjukkan bahwa perbaikan *split* sesuai Permen ESDM No.52/2017 mampu memperbaiki nilai keekonomian lapangan dan diharapkan mampu menarik investasi dengan lebih baik.

Ditinjau dari sudut pandang *host government*, perolehan bagian negara dengan ketiga skema fiskal pada rentang 34.9% - 44.5% dari pendapatan kotor juga masih ideal dan baik. Meskipun terjadi *trade-off* antara bagian Negara dan kontraktor pada penggunaan skema *new* PSC-GS. Dimana bagian Negara pada skema ini turun dari 41%-44% menjadi 34.9%, namun indikator keekonomian NPV, IRR dan bagian kontraktor menjadi meningkat.

### **Hasil keekonomian Lapangan C**

Berdasarkan input data produksi pada tabel 4.2, data biaya investasi pada tabel 4.3, dan beberapa parameter fiskal pada tabel 4.4 dan 4.5, perhitungan bagi hasil migas dengan skema PSC *cost recovery* dilakukan dengan menggunakan persamaan pada tabel 3.1, dan perhitungan bagi hasil migas dengan skema PSC *gross split* menggunakan persamaan pada tabel 3.2. Perhitungan indikator keekonomian menggunakan persamaan 3.28 – 3.30.

Perhitungan bagi hasil lapangan C dengan skema PSC *cost recovery* ditunjukkan pada tabel 4.20 - 4.21, skema *old PSC gross split* ditunjukkan pada tabel 4.22 - 4.23, dan skema *new PSC gross split* ditunjukkan pada tabel 4.24 - 4.25.

Tabel 4.20. Hasil keekonomian Lapangan C –PSC Cost Recovery

Year	Production, MBO Yearly	Cumulative	Gross Revenue (M\$)	Bonuses (M\$)	Sunk Cost (M\$)	Investment (M\$)		Depreciation (M\$)					OPEX (M\$)		FTP (M\$)	IC (M\$)	Cost Recovery (M\$)	Recoverable Cost (M\$)	
						Capital	Non Capital	1	2	3	4	5	TOTAL	Oil cost					Others
1	-	-	-	6,000	300,000	120,600	100,000	48,240	-	-	-	-	-	48,240	-	-	-	448,240	-
2	-	-	-	-	-	200,000	100,000	80,000	28,944	-	-	-	-	108,944	-	-	-	657,184	-
3	-	-	-	-	-	200,000	100,000	80,000	48,000	17,366	-	-	-	145,366	-	-	-	902,550	-
4	-	-	-	-	-	150,000	96,000	60,000	48,000	10,420	-	-	-	147,220	-	-	-	1,145,770	-
5	10,950	10,950	547,500	-	-	100,000	50,000	40,000	36,000	28,800	17,280	15,630	197,100	15,000	109,500	-	-	1,545,580	438,000
6	12,775	23,725	638,750	-	-	80,000	30,000	32,000	24,000	21,600	17,280	25,920	229,950	17,500	127,750	-	-	1,505,830	511,000
7	18,250	41,975	912,500	-	-	100,000	40,000	40,000	19,200	14,400	12,960	25,920	328,500	25,000	182,500	-	-	1,500,810	730,000
8	20,075	62,050	1,003,750	-	-	69,057	2,000	27,623	24,000	11,520	8,640	19,440	361,350	27,500	200,750	-	-	1,252,883	803,000
9	20,075	82,125	1,003,750	-	-	67,690	2,000	27,076	16,574	14,400	6,912	12,960	361,350	27,500	200,750	-	-	918,655	803,000
10	19,677	101,802	983,874	5,000	-	66,350	2,000	26,540	16,246	9,944	8,640	10,368	354,195	26,955	196,775	-	-	570,543	570,543
11	19,288	121,090	964,392	-	-	65,036	2,000	26,014	15,924	9,747	5,967	12,960	347,181	26,422	192,878	-	-	446,215	446,215
12	18,906	139,996	945,296	-	-	62,486	2,000	24,994	15,609	9,554	5,848	8,950	340,307	25,899	189,059	-	-	433,161	433,161
13	18,532	158,528	926,578	-	-	60,036	2,000	24,014	14,997	9,365	5,733	8,773	333,568	25,386	185,316	-	-	423,835	423,835
14	18,165	176,692	908,231	-	-	57,682	2,000	23,073	14,409	8,998	5,619	8,599	326,963	24,883	181,646	-	-	414,543	414,543
15	17,805	194,497	890,246	-	-	55,420	10,000	22,168	13,844	8,645	5,399	8,429	320,489	24,390	178,049	-	-	413,363	413,363
16	17,452	211,950	872,618	5,000	-	52,192	2,000	20,877	13,301	8,306	5,187	8,098	314,143	23,907	174,524	-	-	395,819	395,819
17	17,107	229,057	855,339	-	-	49,153	2,000	19,661	12,526	7,980	4,984	7,781	307,922	23,434	171,068	-	-	386,288	386,288
18	16,768	245,825	838,402	-	-	46,291	2,000	18,516	11,797	7,516	4,788	7,476	301,825	22,970	167,680	-	-	376,887	376,887
19	16,436	262,261	821,801	-	-	43,595	2,000	17,438	11,110	7,078	4,509	7,182	295,848	22,515	164,360	-	-	367,681	367,681
20	16,111	278,371	805,528	-	-	34,876	2,000	13,950	10,463	6,666	4,247	6,764	289,990	22,069	161,106	-	-	356,149	356,149
21	15,792	294,163	789,578	-	-	27,901	2,000	11,160	8,370	6,278	4,000	6,370	284,248	21,632	157,916	-	-	344,058	344,058
22	15,479	309,642	773,943	-	-	22,321	2,000	8,928	6,696	5,022	3,767	5,999	278,619	21,204	154,789	-	-	332,236	332,236
23	15,172	324,814	758,618	-	-	17,856	2,000	7,143	5,357	4,018	3,013	5,650	273,102	20,784	151,724	-	-	321,067	321,067
24	14,872	339,686	743,596	-	-	14,285	2,000	5,714	4,286	3,214	2,411	4,520	267,695	20,373	148,719	-	-	310,211	310,211
25	14,577	354,263	728,872	-	-	11,428	2,000	4,571	3,428	2,571	1,928	3,616	262,394	19,969	145,774	-	-	300,478	300,478
26	14,289	368,552	714,439	-	-	-	2,000	-	2,743	2,057	1,543	2,893	257,198	19,574	142,888	-	-	288,007	288,007
27	14,006	382,558	700,293	-	-	-	2,000	-	-	1,646	1,234	2,314	252,105	19,186	140,059	-	-	278,486	278,486
28	13,729	396,286	686,426	-	-	-	2,000	-	-	-	987	1,851	247,113	18,806	137,285	-	-	270,758	270,758
29	13,457	409,743	672,834	-	-	-	2,000	-	-	-	-	1,481	242,220	18,434	134,567	-	-	264,135	264,135
30	13,190	422,933	659,511	-	-	-	2,000	-	-	-	-	-	237,424	18,069	131,902	-	-	257,493	257,493
<b>Jumlah</b>	<b>422,933</b>		<b>21,146,667</b>	<b>16,000</b>	<b>300,000</b>	<b>1,774,253</b>	<b>570,000</b>	<b>709,701</b>	<b>425,821</b>	<b>255,492</b>	<b>153,295</b>	<b>229,943</b>	<b>7,612,800</b>	<b>579,361</b>	<b>4,229,333</b>	<b>0</b>	<b>17,428,916</b>	<b>10,836,414</b>	

Tabel 4.21. Hasil keekonomian Lapangan C –PSC Cost Recovery (lanjutan)

Year	Unrecoverable Cost (M\$)	Equity to be Split (M\$)	Govt. Share (M\$)	Contractor Share (M\$)	FTP Gov (M\$)	FTP Cont (M\$)	Net DMO (M\$)	Contractor Taxable Income (M\$)	Contractor Tax (M\$)	Contractor Take (M\$)	Total Contractor Income (M\$)	Expenditure (M\$)	Contractor Cash Flow (M\$)	Contractor Cumulative Cash Flow (M\$)	Government Take (M\$)
1	448,240	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	226,600	(226,600)	(226,600)	6,000
2	657,184	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	300,000	(300,000)	(526,600)	-
3	902,550	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	300,000	(300,000)	(826,600)	-
4	1,145,770	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	246,000	(246,000)	(1,072,600)	-
5	1,107,580	-	-	-	82,125	27,375	-	27,375	10,950	16,425	454,425	362,100	92,325	(980,275)	93,075
6	994,830	-	-	-	95,813	31,938	-	31,938	12,775	19,163	530,163	357,450	172,713	(807,563)	108,588
7	770,810	-	-	-	136,875	45,625	-	45,625	18,250	27,375	757,375	493,500	263,875	(543,688)	155,125
8	449,883	-	-	-	150,563	50,188	-	50,188	20,075	30,113	833,113	459,907	373,205	(170,482)	170,638
9	115,655	-	-	-	150,563	50,188	-	50,188	20,075	30,113	833,113	458,540	374,573	204,090	170,638
10	-	216,557	162,418	54,139	147,581	49,194	46,119	57,214	22,886	34,328	604,871	454,500	150,371	354,461	384,003
11	-	325,299	243,974	81,325	144,659	48,220	45,206	84,338	33,735	50,603	496,818	440,639	56,179	410,641	467,574
12	-	323,076	242,307	80,769	141,794	47,265	44,311	83,723	33,489	50,234	483,394	430,691	52,704	463,344	461,902
13	-	317,427	238,071	79,357	138,987	46,329	43,433	82,252	32,901	49,351	473,186	420,989	52,197	515,541	453,392
14	-	312,041	234,031	78,010	136,235	45,412	42,573	80,849	32,339	48,509	463,052	411,528	51,525	567,066	445,178
15	-	298,834	224,126	74,709	133,537	44,512	41,730	77,491	30,996	46,494	459,857	410,299	49,559	616,625	430,389
16	-	302,276	226,707	75,569	130,893	43,631	40,904	78,296	31,318	46,977	442,797	397,242	45,554	662,179	434,822
17	-	297,983	223,487	74,496	128,301	42,767	40,094	77,169	30,867	46,301	432,590	382,509	50,080	712,259	422,750
18	-	293,835	220,376	73,459	125,760	41,920	39,300	76,079	30,431	45,647	422,534	373,085	49,449	761,708	415,868
19	-	289,760	217,320	72,440	123,270	41,090	38,522	75,008	30,003	45,005	412,686	363,958	48,728	810,436	409,115
20	-	288,273	216,205	72,068	120,829	40,276	37,759	74,586	29,834	44,751	400,901	348,935	51,965	862,401	404,628
21	-	287,604	215,703	71,901	118,437	39,479	37,011	74,368	29,747	44,621	388,679	335,781	52,898	915,299	400,899
22	-	286,919	215,189	71,730	116,091	38,697	36,279	74,148	29,659	44,489	376,725	324,144	52,581	967,880	397,218
23	-	285,827	214,371	71,457	113,793	37,931	35,560	73,828	29,531	44,297	365,363	313,743	51,620	1,019,501	393,255
24	-	284,666	213,499	71,166	111,539	37,180	34,856	73,490	29,396	44,094	354,306	304,352	49,953	1,069,454	389,291
25	-	282,619	211,964	70,655	109,331	36,444	34,166	72,933	29,173	43,760	344,238	295,791	48,447	1,117,901	384,634
26	-	283,544	212,658	70,886	107,166	35,722	33,489	73,119	29,247	43,871	331,878	278,772	53,107	1,171,007	382,561
27	-	281,749	211,311	70,437	105,044	35,015	32,826	72,626	29,050	43,575	322,061	273,291	48,769	1,219,777	378,232
28	-	278,382	208,787	69,596	102,964	34,321	32,176	71,741	28,696	43,044	313,803	267,920	45,883	1,265,660	372,623
29	-	274,132	205,599	68,533	100,925	33,642	31,539	70,636	28,254	42,381	306,516	262,654	43,862	1,309,522	366,317
30	-	270,116	202,587	67,529	98,927	32,976	30,915	69,590	27,836	41,754	299,247	257,493	41,754	1,351,276	360,264
<b>Jumlah</b>	<b>6,592,502</b>	<b>6,080,920</b>	<b>4,560,690</b>	<b>1,520,230</b>	<b>3,172,000</b>	<b>1,057,333</b>	<b>798,770</b>	<b>1,778,794</b>	<b>711,517</b>	<b>1,067,276</b>	<b>11,903,690</b>	<b>10,552,414</b>	<b>1,351,276</b>		<b>9,258,977</b>

Tabel 4.22. Hasil keekonomian Lapangan C – Old PSC Gross Split

Year	Production, MBO		Gross Revenue (M\$)	Bonuses (M\$)	Sunk Cost (M\$)	Investment (M\$)		Depreciation (M\$)					OPEX (M\$)		Cost Deducted (M\$)			
	Yearly	Cumulative				Capital	Non Capital	1	2	3	4	5	TOTAL	Oil cost		Others		
1	-	-	-	6,000	300,000	120,600	100,000	48,240							48,240	-	-	454,240
2	-	-	-	-	-	200,000	100,000	80,000	28,944						108,944	-	-	208,944
3	-	-	-	-	-	200,000	100,000	80,000	48,000	17,366					145,366	-	-	245,366
4	-	-	-	-	-	150,000	96,000	60,000	48,000	28,800	10,420				147,220	-	-	243,220
5	10,950	10,950	547,500	-	-	100,000	50,000	40,000	36,000	28,800	17,280	15,630			137,710	197,100	15,000	399,810
6	12,775	23,725	638,750	-	-	80,000	30,000	32,000	24,000	21,600	17,280	25,920			120,800	229,950	17,500	398,250
7	18,250	41,975	912,500	-	-	100,000	40,000	40,000	19,200	14,400	12,960	25,920			112,480	328,500	25,000	505,980
8	20,075	62,050	1,003,750	-	-	69,057	2,000	27,623	24,000	11,520	8,640	19,440			91,223	361,350	27,500	482,073
9	20,075	82,125	1,003,750	-	-	67,690	2,000	27,076	16,574	14,400	6,912	12,960			77,922	361,350	27,500	468,772
10	19,677	101,802	983,874	5,000	-	66,350	2,000	26,540	16,246	9,944	8,640	10,368			71,738	354,195	26,955	459,888
11	19,288	121,090	964,392	-	-	65,036	2,000	26,014	15,924	9,747	5,967	12,960			70,612	347,181	26,422	446,215
12	18,906	139,996	945,296	-	-	62,486	2,000	24,994	15,609	9,554	5,848	8,950			64,955	340,307	25,899	433,161
13	18,532	158,528	926,578	-	-	60,036	2,000	24,014	14,997	9,365	5,733	8,773			62,881	333,568	25,386	423,835
14	18,165	176,692	908,231	-	-	57,682	2,000	23,073	14,409	8,998	5,619	8,599			60,697	326,963	24,883	414,543
15	17,805	194,497	890,246	-	-	55,420	10,000	22,168	13,844	8,645	5,399	8,429			58,484	320,489	24,390	413,363
16	17,452	211,950	872,618	5,000	-	52,192	2,000	20,877	13,301	8,306	5,187	8,098			55,769	314,143	23,907	400,819
17	17,107	229,057	855,339	-	-	49,153	2,000	19,661	12,526	7,980	4,984	7,781			52,932	307,922	23,434	386,288
18	16,768	245,825	838,402	-	-	46,291	2,000	18,516	11,797	7,516	4,788	7,476			50,092	301,825	22,970	376,887
19	16,436	262,261	821,801	-	-	43,595	2,000	17,438	11,110	7,078	4,509	7,182			47,318	295,848	22,515	367,681
20	16,111	278,371	805,528	-	-	34,876	2,000	13,950	10,463	6,666	4,247	6,764			42,090	289,990	22,069	356,149
21	15,792	294,163	789,578	-	-	27,901	2,000	11,160	8,370	6,278	4,000	6,370			36,178	284,248	21,632	344,058
22	15,479	309,642	773,943	-	-	22,321	2,000	8,928	6,696	5,022	3,767	5,999			30,412	278,619	21,204	332,236
23	15,172	324,814	758,618	-	-	17,856	2,000	7,143	5,357	4,018	3,013	5,650			25,180	273,102	20,784	321,067
24	14,872	339,686	743,596	-	-	14,285	2,000	5,714	4,286	3,214	2,411	4,520			20,144	267,695	20,373	310,211
25	14,577	354,263	728,872	-	-	11,428	2,000	4,571	3,428	2,571	1,928	3,616			16,115	262,394	19,969	300,478
26	14,289	368,552	714,439	-	-	-	2,000	-	2,743	2,057	1,543	2,893			9,235	257,198	19,574	288,007
27	14,006	382,558	700,293	-	-	-	2,000	-	-	1,646	1,234	2,314			5,194	252,105	19,186	278,486
28	13,729	396,286	686,426	-	-	-	2,000	-	-	-	987	1,851			2,839	247,113	18,806	270,758
29	13,457	409,743	672,834	-	-	-	2,000	-	-	-	-	1,481			1,481	242,220	18,434	264,135
30	13,190	422,933	659,511	-	-	-	2,000	-	-	-	-	-			-	237,424	18,069	257,493
<b>Jumlah</b>	<b>422,933</b>		<b>21,146,667</b>	<b>16,000</b>	<b>300,000</b>	<b>1,774,253</b>	<b>570,000</b>	<b>709,701</b>	<b>425,821</b>	<b>255,492</b>	<b>153,295</b>	<b>229,943</b>			<b>1,774,253</b>	<b>7,612,800</b>	<b>579,361</b>	<b>10,852,414</b>

Tabel 4.23. Hasil keekonomian Lapangan C – Old PSC Gross Split (lanjutan)

Year	Govt. Share (M\$)	Contractor Share (M\$)	Contractor Taxable Income (M\$)	Contractor Tax (M\$)	Contractor Take (M\$)	Expenditure (M\$)	Contractor Cash Flow (M\$)	Contractor Cumulative Cash Flow (M\$)	Government Take (M\$)
1	-	-	(454,240)	(181,696)	(272,544)	526,600	(344,904)	(344,904)	(175,696)
2	-	-	(208,944)	(83,578)	(125,366)	300,000	(216,422)	(561,326)	(83,578)
3	-	-	(245,366)	(98,147)	(147,220)	300,000	(201,853)	(763,180)	(98,147)
4	-	-	(243,220)	(97,288)	(145,932)	246,000	(148,712)	(911,892)	(97,288)
5	183,413	364,088	(35,722)	(14,289)	(21,433)	362,100	16,276	(895,616)	169,124
6	213,981	424,769	26,519	10,608	15,911	357,450	56,711	(838,904)	224,589
7	305,688	606,813	100,833	40,333	60,500	493,500	72,980	(765,925)	346,021
8	336,256	667,494	185,421	74,168	111,252	459,907	133,418	(632,507)	410,425
9	336,256	667,494	198,722	79,489	119,233	458,540	129,465	(503,042)	415,745
10	329,598	654,276	194,389	77,755	116,633	454,500	122,021	(381,020)	412,353
11	323,071	641,321	195,106	78,042	117,064	440,639	122,640	(258,381)	401,114
12	316,674	628,622	195,461	78,185	117,277	430,691	119,747	(138,634)	394,859
13	310,404	616,174	192,339	76,936	115,404	420,989	118,249	(20,385)	387,339
14	304,257	603,973	189,430	75,772	113,658	411,528	116,674	96,289	380,029
15	298,233	592,014	178,651	71,460	107,190	410,299	110,255	206,543	369,693
16	292,327	580,291	179,472	71,789	107,683	397,242	111,260	317,803	369,116
17	286,539	568,801	182,512	73,005	109,507	382,509	113,287	431,090	359,544
18	280,865	557,538	180,650	72,260	108,390	373,085	112,192	543,282	353,125
19	275,303	546,498	178,817	71,527	107,290	363,958	111,013	654,295	346,830
20	269,852	535,676	179,527	71,811	107,716	348,935	114,930	769,225	341,663
21	264,509	525,069	181,011	72,404	108,607	335,781	116,884	886,109	336,913
22	259,271	514,672	182,436	72,975	109,462	324,144	117,554	1,003,663	332,245
23	254,137	504,481	183,414	73,366	110,048	313,743	117,372	1,121,035	327,503
24	249,105	494,492	184,280	73,712	110,568	304,352	116,427	1,237,462	322,817
25	244,172	484,700	184,221	73,689	110,533	295,791	115,220	1,352,682	317,861
26	239,337	475,102	187,095	74,838	112,257	278,772	121,492	1,474,175	314,175
27	234,598	465,695	187,209	74,884	112,325	273,291	117,520	1,591,694	309,482
28	229,953	456,473	185,715	74,286	111,429	267,920	114,268	1,705,962	304,239
29	225,399	447,434	183,299	73,320	109,980	262,654	111,461	1,817,423	298,719
30	220,936	438,575	181,082	72,433	108,649	257,493	108,649	1,926,072	293,369
<b>Jumlah</b>	<b>7,084,133</b>	<b>14,062,533</b>	<b>3,210,120</b>	<b>1,284,048</b>	<b>1,926,072</b>	<b>10,852,414</b>	<b>1,926,072</b>		<b>8,384,181</b>

Tabel 4.24. Hasil keekonomian Lapangan C – New PSC Gross Split

Year	Production, MBO		Gross Revenue (M\$)	Bonuses (M\$)	Sunk Cost (M\$)	Investment (M\$)		Depreciation (M\$)					OPEX (M\$)		Cost Deducted (M\$)		
	Yearly	Cumulative				Capital	Non Capital	1	2	3	4	5	TOTAL	Oil cost		Others	
1	-	-	-	6,000	300,000	120,600	100,000	48,240	-	-	-	-	-	-	48,240	-	454,240
2	-	-	-	-	-	200,000	100,000	80,000	28,944	-	-	-	-	-	108,944	-	208,944
3	-	-	-	-	-	200,000	100,000	80,000	48,000	17,366	-	-	-	-	145,366	-	245,366
4	-	-	-	-	-	150,000	96,000	60,000	48,000	28,800	10,420	-	-	-	147,220	-	243,220
5	10,950	10,950	547,500	-	-	100,000	50,000	40,000	36,000	28,800	17,280	15,630	17,710	197,100	15,000	399,810	
6	12,775	23,725	638,750	-	-	80,000	30,000	32,000	24,000	21,600	17,280	25,920	120,800	229,950	17,500	398,250	
7	18,250	41,975	912,500	-	-	100,000	40,000	40,000	19,200	14,400	12,960	25,920	112,480	328,500	25,000	505,980	
8	20,075	62,050	1,003,750	-	-	69,057	2,000	27,623	24,000	11,520	8,640	19,440	91,223	361,350	27,500	482,073	
9	20,075	82,125	1,003,750	-	-	67,690	2,000	27,076	16,574	14,400	6,912	12,960	77,922	361,350	27,500	468,772	
10	19,677	101,802	983,874	5,000	-	66,350	2,000	26,540	16,246	9,944	8,640	10,368	71,738	354,195	26,955	459,888	
11	19,288	121,090	964,392	-	-	65,036	2,000	26,014	15,924	9,747	5,967	12,960	70,612	347,181	26,422	446,215	
12	18,906	139,996	945,296	-	-	62,486	2,000	24,994	15,609	9,554	5,848	8,950	64,955	340,307	25,899	433,161	
13	18,532	158,528	926,578	-	-	60,036	2,000	24,014	14,997	9,365	5,733	8,773	62,881	333,568	25,386	423,835	
14	18,165	176,692	908,231	-	-	57,682	2,000	23,073	14,409	8,998	5,619	8,599	60,697	326,963	24,883	414,543	
15	17,805	194,497	890,246	-	-	55,420	10,000	22,168	13,844	8,645	5,399	8,429	58,484	320,489	24,390	413,363	
16	17,452	211,950	872,618	5,000	-	52,192	2,000	20,877	13,301	8,306	5,187	8,098	55,769	314,143	23,907	400,819	
17	17,107	229,057	855,339	-	-	49,153	2,000	19,661	12,526	7,980	4,984	7,781	52,932	307,922	23,434	386,288	
18	16,768	245,825	838,402	-	-	46,291	2,000	18,516	11,797	7,516	4,788	7,476	50,092	301,825	22,970	376,887	
19	16,436	262,261	821,801	-	-	43,595	2,000	17,438	11,110	7,078	4,509	7,182	47,318	295,848	22,515	367,681	
20	16,111	278,371	805,528	-	-	34,876	2,000	13,950	10,463	6,666	4,247	6,764	42,090	289,990	22,069	356,149	
21	15,792	294,163	789,578	-	-	27,901	2,000	11,160	8,370	6,278	4,000	6,370	36,178	284,248	21,632	344,058	
22	15,479	309,642	773,943	-	-	22,321	2,000	8,928	6,696	5,022	3,767	5,999	30,412	278,619	21,204	332,236	
23	15,172	324,814	758,618	-	-	17,856	2,000	7,143	5,357	4,018	3,013	5,650	25,180	273,102	20,784	321,067	
24	14,872	339,686	743,596	-	-	14,285	2,000	5,714	4,286	3,214	2,411	4,520	20,144	267,695	20,373	310,211	
25	14,577	354,263	728,872	-	-	11,428	2,000	4,571	3,428	2,571	1,928	3,616	16,115	262,394	19,969	300,478	
26	14,289	368,552	714,439	-	-	-	2,000	-	2,743	2,057	1,543	2,893	9,235	257,198	19,574	288,007	
27	14,006	382,558	700,293	-	-	-	2,000	-	-	1,646	1,234	2,314	5,194	252,105	19,186	278,486	
28	13,729	396,286	686,426	-	-	-	2,000	-	-	-	987	1,851	2,839	247,113	18,806	270,758	
29	13,457	409,743	672,834	-	-	-	2,000	-	-	-	-	1,481	2,422	242,220	18,434	264,135	
30	13,190	422,933	659,511	-	-	-	2,000	-	-	-	-	-	1,481	237,424	18,069	257,493	
<b>Jumlah</b>	<b>422,933</b>		<b>21,146,667</b>	<b>16,000</b>	<b>300,000</b>	<b>1,774,253</b>	<b>570,000</b>	<b>709,701</b>	<b>425,821</b>	<b>255,492</b>	<b>153,295</b>	<b>229,943</b>	<b>1,774,253</b>	<b>7,612,800</b>	<b>579,361</b>	<b>10,852,414</b>	

Tabel 4.25. Hasil keekonomian Lapangan C – New PSC Gross Split (lanjutan)

Year	Govt. Share (M\$)	Contractor Share (M\$)	Contractor Taxable Income (M\$)	Contractor Tax (M\$)	Contractor Take (M\$)	Expenditure (M\$)	Contractor Cash Flow (M\$)	Contractor Cumulative Cash Flow (M\$)	Government Take (M\$)
1	-	-	(454,240)	(181,696)	(272,544)	526,600	(344,904)	(344,904)	(175,696)
2	-	-	(208,944)	(83,578)	(125,366)	300,000	(216,422)	(561,326)	(83,578)
3	-	-	(245,366)	(98,147)	(147,220)	300,000	(201,853)	(763,180)	(98,147)
4	-	-	(243,220)	(97,288)	(145,932)	246,000	(148,712)	(911,892)	(97,288)
5	162,173	385,327	(14,483)	(5,793)	(8,690)	362,100	29,020	(882,872)	156,380
6	189,202	449,548	51,298	20,519	30,779	357,450	71,579	(811,293)	209,721
7	270,289	642,211	136,231	54,492	81,739	493,500	94,219	(717,075)	324,781
8	297,318	706,432	224,359	89,744	134,615	459,907	156,781	(560,294)	387,062
9	297,318	706,432	237,660	95,064	142,596	458,540	152,828	(407,466)	392,382
10	291,431	692,444	232,556	93,022	139,534	454,500	144,922	(262,544)	389,453
11	285,660	678,733	232,517	93,007	139,510	440,639	145,087	(117,457)	378,667
12	280,003	665,293	232,132	92,853	139,279	430,691	141,749	24,292	372,856
13	274,459	652,119	228,284	91,314	136,970	420,989	139,816	164,108	365,773
14	269,024	639,206	224,663	89,865	134,798	411,528	137,813	301,921	358,890
15	263,697	626,549	213,186	85,274	127,912	410,299	130,976	432,897	348,972
16	258,476	614,143	213,324	85,329	127,994	397,242	131,571	564,468	348,805
17	253,358	601,982	215,693	86,277	129,416	382,509	133,195	697,663	339,635
18	248,341	590,062	213,174	85,270	127,905	373,085	131,707	829,369	333,611
19	243,423	578,378	210,697	84,279	126,418	363,958	130,141	959,510	327,702
20	238,603	566,925	210,776	84,310	126,465	348,935	133,679	1,093,190	322,913
21	233,879	555,699	211,641	84,656	126,985	335,781	135,262	1,228,452	318,535
22	229,247	544,696	212,460	84,984	127,476	324,144	135,568	1,364,019	314,231
23	224,708	533,910	212,843	85,137	127,706	313,743	135,030	1,499,049	309,845
24	220,259	523,338	213,126	85,251	127,876	304,352	133,735	1,632,784	305,509
25	215,897	512,975	212,497	84,999	127,498	295,791	132,185	1,764,969	300,896
26	211,622	502,817	214,810	85,924	128,886	278,772	138,121	1,903,091	297,546
27	207,432	492,861	214,375	85,750	128,625	273,291	133,819	2,036,910	293,182
28	203,324	483,102	212,343	84,937	127,406	267,920	130,245	2,167,155	288,262
29	199,298	473,536	209,401	83,760	125,640	262,654	127,121	2,294,276	283,058
30	195,352	464,159	206,666	82,667	124,000	257,493	124,000	2,418,276	278,018
<b>Jumlah</b>	<b>6,263,793</b>	<b>14,882,874</b>	<b>4,030,460</b>	<b>1,612,184</b>	<b>2,418,276</b>	<b>10,852,414</b>	<b>2,418,276</b>		<b>7,891,977</b>

Ringkasan hasil perhitungan keekonomian untuk lapangan C dengan tiga skema PSC ditunjukkan pada tabel 4.26. Terlihat bahwa total investasi yang dikeluarkan kontraktor untuk memulai pengembangan di lapangan C sebesar 10,852 MM\$ dan menghasilkan produksi sebesar 420 MMBO, memberikan hasil keekonomian yang baik namun belum cukup menarik pada skema fiskal PSC-CR dan *new* PSC-GS dengan nilai NPV sebesar 1 MM\$ dan IRR sebesar 10%. Mengingat besaran nilai IRR yang dihasilkan masih di bawah nilai MARR untuk lapangan lepas pantai yang memiliki resiko tinggi.

Tabel 4.26 Hasil keekonomian lapangan C

Parameter	Lapangan C (Offshore, new field)		
	PSC-CR	Old PSC-GS	New PSC-GS
Reserves, MMBO		423	
Total Expenses, MM\$		10,852	
Gross Revenue, MM\$		21,147	
Cont. split (%) before tax	25%	67%	70.4%
Cost recovery ceiling (%)	80%	No CR	
Entitlement (%):			
- Government	43.7%	39.6%	37.2%
- Cost		51.2%	
- Contractor	5.0%	9.1%	11.4%
Cont. NPV, MM\$	1	(121)	1
IRR, %	10%	8%	10%
Pay Out Time, year	8.5	13.2	11.8

Sedangkan hasil keekonomian dengan skema *old* PSC-GS belum memberikan nilai NPV dan IRR yang baik, mengingat *split* bagian kontraktor sebesar 67% masih belum mampu

mengkompensasi keseluruhan biaya yang dikeluarkan kontraktor hingga akhir periode sebesar 51.2% (rasio biaya dan *gross revenue*). Perbaikan *split* pada *new* PSC-GS menjadi sebesar 70.4% mampu meningkatkan hasil keekonomian lapangan C menjadi lebih baik dan mendekati hasil keekonomian dengan PSC-CR. Untuk itu, hasil keekonomian dengan *new* PSC-GS menunjukkan bahwa perbaikan *split* sesuai Permen ESDM No.52/2017 mampu memperbaiki nilai keekonomian lapangan dan diharapkan mampu menarik investasi dengan lebih baik.

Ditinjau dari sudut pandang *host government*, perolehan bagian Negara dengan ketiga skema fiskal pada rentang 37.2% - 43.7% dari pendapatan kotor juga masih ideal dan baik. Untuk meningkatkan hasil keekonomian lapangan menggunakan skema *new* PSC-GS, masih terdapat *possibility* perbaikan *split* kontraktor melalui diskresi tambahan *split*, meskipun akan mengurangi besaran *government take*. Termasuk juga pemberian insentif pada skema PSC-CR seperti penyesuaian FTP, percepatan depresiasi, dan lain-lain.

## **Analisis Skema Fiskal dan Tingkat Profitabilitas**

### **A. Skema fiskal**

Hasil ringkasan perhitungan keekonomian lapangan A, B, dan C ditunjukkan pada tabel 4.28.

Ditinjau dari sudut pandang kontraktor, penerapan skema *new* PSC-GS pada ketiga lapangan mampu memberikan hasil keekonomian yang lebih baik dibandingkan skema PSC lain. Hal ini

ditunjukkan dengan nilai IRR dan NPV yang lebih tinggi. Pada kondisi lapangan berbeda, perbaikan besaran *split* pada komponen *variable split*, secara efektif mampu memperbaiki nilai keekonomian lapangan dan meningkatkan daya tarik investasi sektor hulu migas.

Aplikasi skema *old PSC-GS* memberi hasil yang berbeda di ketiga lapangan. Nilai keekonomian negatif bagi kontraktor pada lapangan B (NPV -2 MM\$) dan lapangan C (NPV -121 MM\$). Hal ini terjadi karena tingginya nilai investasi yang harus dikeluarkan selama umur proyek (*full life*) tidak sebanding dengan *split* kontraktor yang lebih rendah, yaitu 57% dan 67%. Sedangkan pada lapangan A, nilai keekonomian yang dihasilkan *old PSC-GS* masih memberikan hasil positif meskipun tidak sebagus hasil keekonomian dengan skema PSC lain. Hal ini dikarenakan besaran *split* bagian kontraktor yaitu 58% - 61% masih lebih tinggi dibandingkan rasio biaya dan *gross revenue* sebesar 55.7%.

Dilihat dari rencana investasi ketiga lapangan, dimana terdapat biaya investasi yang tinggi pada periode awal, membuat pendapatan yang diperoleh menjadi tidak sepadan dengan biaya yang dikeluarkan selama umur proyek. Sehingga akan berpengaruh pada arus kas kontraktor dan membuat proyek menjadi tidak menguntungkan. Seperti yang dihasilkan pada ketiga lapangan yang menggunakan skema *old PSC-GS*, dimana nilai NPV dan IRR atas investasi kontraktor memberikan nilai yang lebih kecil jika dibandingkan dengan PSC-CR. Kondisi ini mendukung penelitian Marques *et al.*, (2014), bahwa diperlukan perubahan strategi

pengembangan baru bagi lapangan untuk meningkatkan keekonomian jika skema *old* PSC-GS akan digunakan.

Di sisi lain, hasil tersebut direspon oleh pemerintah Indonesia dengan merilis koreksi besaran *split* pada komponen variabel dan progresif melalui Peraturan Menteri ESDM nomor 52 tahun 2017. Penerapan Permen ESDM no. 52/2017 pada skema *new* PSC-GS memberikan tambahan *split* bagi hasil untuk kontraktor hingga 26% sampai 29% di beberapa komponen seperti status lapangan, fase produksi, harga minyak, dan produksi kumulatif. Tambahan *split* ini memberikan hasil keekonomian lapangan yang lebih menguntungkan bagi kontraktor melalui peningkatan NPV dan IRR.

Hasil keekonomian dari skema PSC-CR umumnya dapat dijadikan dasar perhitungan (*baseline*) untuk menilai apakah skema PSC yang baru dikembangkan menjadi lebih baik atau tidak. Aplikasi skema PSC-CR pada ketiga lapangan memberikan hasil keekonomian yang positif bagi Negara dan kontraktor. Jika dibandingkan dengan ketiga skema PSC, skema PSC-CR berada pada urutan kedua terbaik dari sudut pandang kontraktor, setelah *new* PSC-GS.

Tabel 4.27. Matriks hasil indikator keekonomian (Mardiana, 2019)

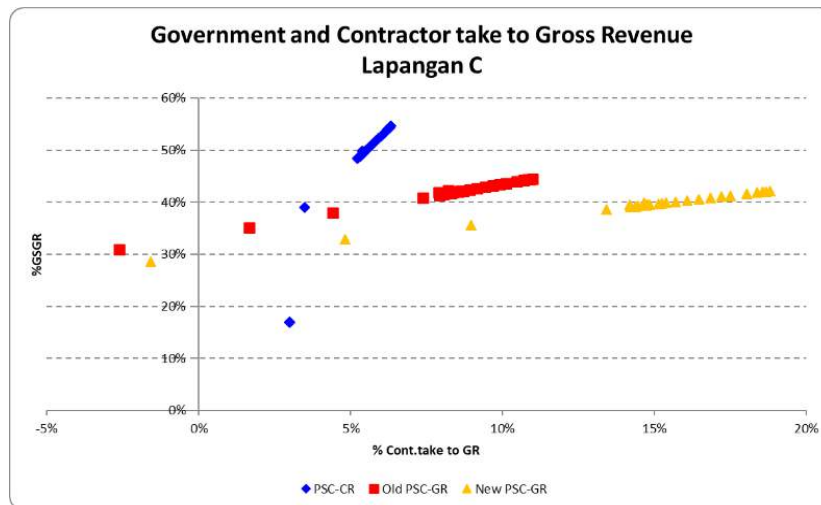
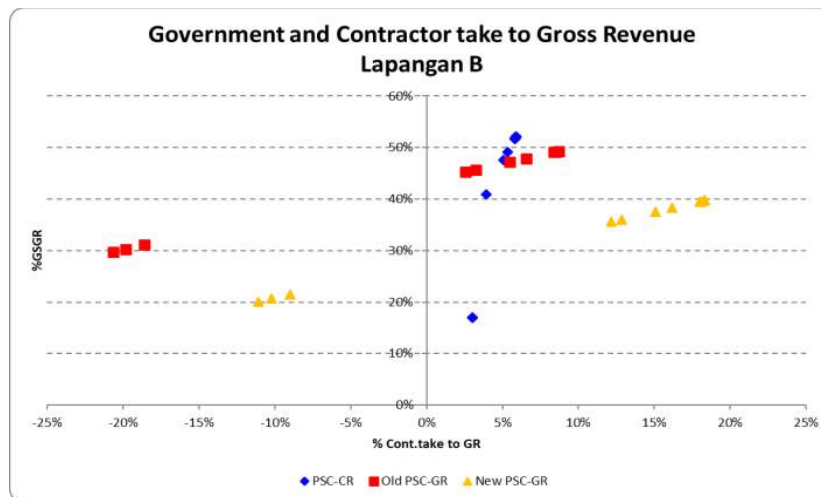
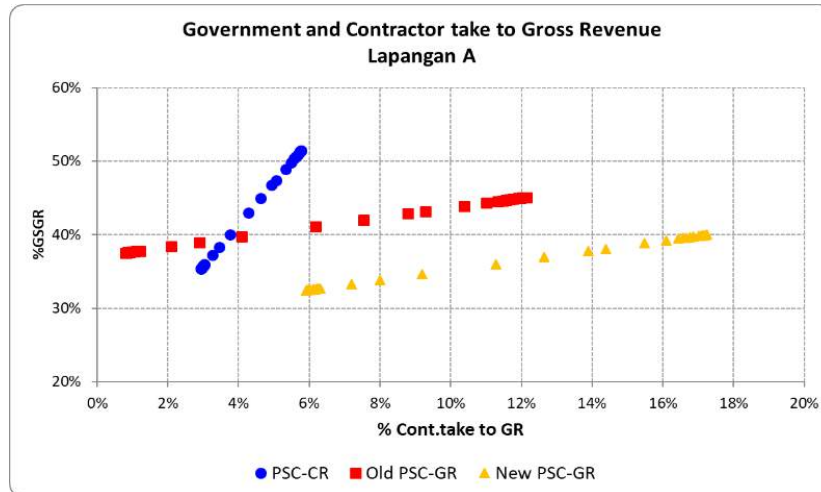
Parameter	Lapangan A			Lapangan B			Lapangan C		
	(Offshore, extended contract)			(Onshore, mature field)			(Offshore, new field)		
	PSC-CR	Old PSC-GS	New PSC-GS	PSC-CR	Old PSC-GS	New PSC-GS	PSC-CR	Old PSC-GS	New PSC-GS
Reserves, MMBO		223			12			423	
Total Expenses, MM\$		6,196			333			10,852	
Gross Revenue, MM\$		11,127			617			21,147	
Cont. split (%) before tax	25%	63%	71.5%	25%	57%	72.5%	25%	67%	70.4%
Cost recovery ceiling (%)	80%	No CR		80%	No CR		80%	No CR	
Entitlement (%):									
- Government	40.5%	39.9%	34.8%	41.1%	44.5%	34.9%	43.7%	39.6%	37.2%
- Cost		55.7%			54.0%			51.2%	
- Contractor	3.8%	4.4%	9.5%	4.9%	1.5%	11.1%	5.0%	9.1%	11.4%
Cont. NPV, MM\$	114	98	340	11	(2)	27	1	(121)	1
IRR, %	54%	124%	>150%	150%	6%	>150%	10%	8%	10%
Pay Out Time, year	3.9	3.1	0.0	10.5	18.6	0.0	8.5	13.2	11.8

Ditinjau dari sudut pandang pemerintah, penggunaan skema *new PSC-GS* berdampak pada pengurangan persentase bagian Negara dibandingkan dengan PSC-CR; dalam hal ini berkurang 7-9% dari 40.5% menjadi 31.6% untuk Lapangan A, 41.1% menjadi 34.9% di Lapangan B, dan 43.7% menjadi 36.4% di Lapangan C.

## **B. Tingkat Profitabilitas**

Hasil penelitian yang membandingkan antara bagian Negara atau *government take* (GT) dengan bagian kontraktor atau *contractor take* (CT) selama periode kontrak (*full life cycle*) untuk setiap jenis PSC pada masing-masing lapangan, pada gambar 4.2, menunjukkan bahwa ketiga skema fiskal yang digunakan merupakan sistem yang progresif. Sistem progresif adalah kondisi dimana bagian Negara juga mengalami peningkatan ketika kontraktor mendapatkan peningkatan keuntungan. Grafik pada gambar tersebut merupakan *cross-plot* antara bagian pemerintah atas pendapatan kotor atau *government split to gross revenue* (GSGR) dengan bagian kontraktor setelah biaya dan pajak atas pendapatan kotor atau *contractor take to gross revenue* (CTGR), yang didapat dari perhitungan keekonomian.

Pada skema PSC-GS, bagian pemerintah atas keuntungan kontraktor lebih mendekati sistem yang proporsional, dimana bagian pemerintah sebelum pajak kontraktor akan tetap sama, sesuai dengan *split* bagi hasil bagian pemerintah. Sehingga semakin besar keuntungan kontraktor, bagian pemerintah dari pajak juga akan bertambah.



Gambar 4.2 Grafik bagian Negara dan kontraktor pada masing-masing PSC di tiga Lapangan

Sebaliknya, ketika tingkat keuntungan kontraktor mengalami penurunan atau negatif karena tingginya biaya atau investasi, Negara tetap mendapatkan bagian atau *government take* (GT) sesuai dengan *split* bagi hasil bagian Negara.

Sebaliknya, hasil berbeda ditunjukkan pada model PSC-CR yang mengarah ke sistem progresif atas keuntungan kontraktor. Gambar-4.2 menunjukkan bahwa dari sudut pandang pemerintah, PSC-CR memberikan *government take* (GT) yang lebih baik daripada jenis PSC-GS, yaitu sebesar 35-51% dari *gross revenue* pada Lapangan A, dan minimal 17% dari *gross revenue* pada lapangan marjinal (Lapangan B) dan baru (Lapangan C) yang berasal dari besaran FTP bagian Negara.

Nilai minimum bagian kontraktor CTGR pada gambar 4.2 untuk ketiga lapangan pada PSC-CR tidak akan mencapai nilai negatif seperti pada PSC-GS ketika biaya atau investasi yang dikeluarkan pada tahun tersebut lebih tinggi, karena adanya skema *first trancher petroleum* (FTP) yang dibagi antara Negara dan kontraktor sesuai *split* bagi hasil. FTP merupakan sebagian keuntungan (*revenue*) yang disisihkan sebelum diambil untuk mengembalikan biaya (*cost recovery*) untuk kemudian dibagi kembali antara Negara dan kontraktor, sebagai jaminan bahwa Negara dan kontraktor akan tetapi mendapatkan keuntungan pada saat tingginya investasi di awal fase produksi, rendahnya produksi di fase akhir produksi, atau pada saat turunnya harga minyak dan tingginya biaya produksi.

Sedangkan pada PSC-GS, nilai negatif pada persentase CTGR terkait dengan biaya yang harus dikeluarkan kontraktor dan besaran split bagian kontraktor. Ketika biaya yang dikeluarkan kontraktor lebih besar dari split bagi hasilnya, maka *cashflow* kontraktor akan negatif, meski demikian pemerintah memberikan insentif pembebasan pajak (*holiday tax*) selama maksimal 10 tahun.

Gambar 4.2 juga menunjukkan adanya peningkatan keuntungan kontraktor pada *new* PSC-GS dibandingkan dengan *old* PSC-GS sebagai efek dari peningkatan *split* bagian kontraktor, mengindikasikan bahwa koreksi atas *split* kontraktor pada Permen 52/2017 adalah menarik bagi kontraktor.

### 4.3. Analisis Sensitivitas

Analisa sensitivitas dilakukan untuk menguji ketahanan model serta mengetahui bagaimana pengaruh perubahan variabel-variabel utama terhadap indikator keekonomian. Gambar 4.3 menunjukkan hasil perhitungan sensitivitas atas perubahan harga dan biaya operasional (*opex*) terhadap bagian Negara dan kontraktor menggunakan ketiga skema fiskal PSC pada lapangan A, B dan C.

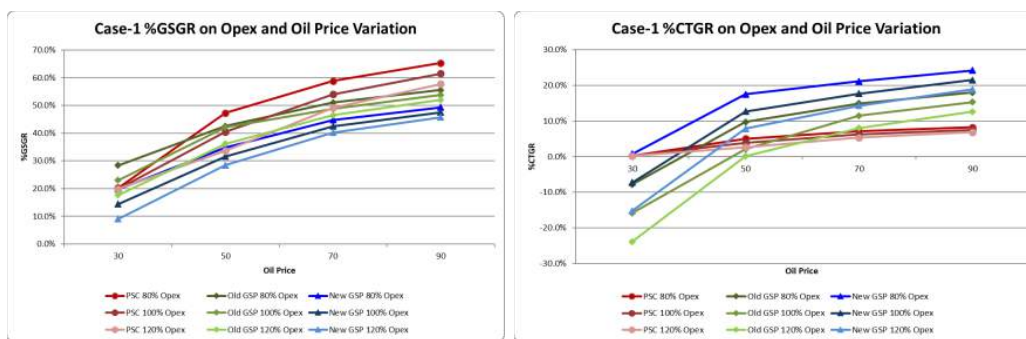
Hasil pada gambar 4.3.a, 4.3.b, dan 4.3.c, yaitu sensitivitas biaya dan harga minyak pada masing-masing lapangan A, B, dan C. Pada skema PSC-GS, pada kondisi harga minyak 30\$/bbl hingga 90\$/bbl, setiap upaya efisiensi untuk mengurangi biaya operasional hingga 20% mampu memperbaiki nilai keekonomian bagi Negara dan kontraktor. Terlihat bahwa %GSGR dan %CTGR case-1, case-2,

dan case-3 pada grafik 80% Opex dalam gambar 4.3.a - 4.3.c mengalami kenaikan dibandingkan kondisi 100% Opex.

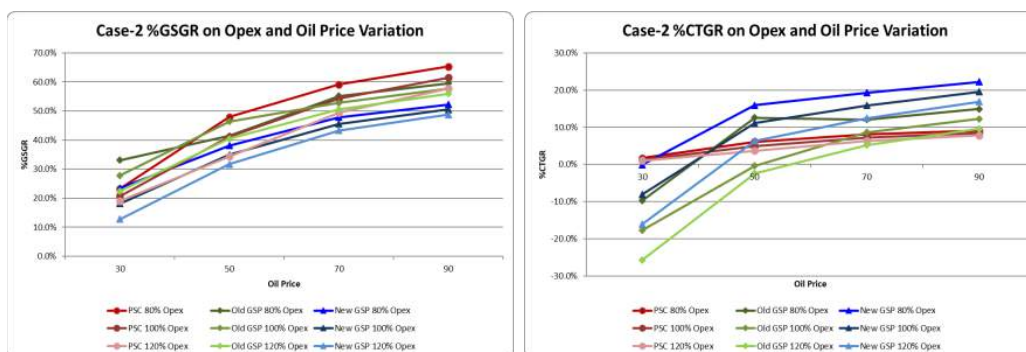
Selain itu pada PSC-GS adanya komponen *progressive split* atas perubahan harga minyak akan mempengaruhi *split* bagian kontraktor. Semakin tinggi harga minyak, yaitu lebih dari 55\$/bbl akan mengurangi *split* bagian kontraktor hingga 2,5%, lebih dari 65\$/bbl akan mengurangi *split* bagian kontraktor hingga 5%, dan lebih dari 85\$/bbl akan lebih mengurangi bagian kontraktor hingga 7,5% dari skenario dasar harga minyak 50\$/bbl. Namun demikian, hasil sensitivitas menunjukkan bahwa meskipun adanya pengurangan *split* bagian kontraktor pada saat harga minyak tinggi, keuntungan kontraktor dengan skema PSC-GS masih lebih besar dibandingkan skema PSC-CR. Hal ini terjadi karena *gross revenue* yang dihasilkan akibat kenaikan harga minyak dapat menutupi kehilangan (*loss*) yang terjadi dari berkurangnya *split* bagian kontraktor.

Pengecualian terjadi ketika harga minyak menjadi lebih rendah, atau mencapai 30\$/bbl. Penggunaan skema PSC-CR menjadi lebih menarik bagi kontraktor karena adanya mekanisme *cost recovery*. Mekanisme pemulihan biaya (*cost recovery*) memberi pengembalian biaya atas biaya yang telah dikeluarkan pada fase eksplorasi dan pengembangan kepada kontraktor setelah produksi dihasilkan, yang secara signifikan akan berpengaruh terhadap *cashflow* kontraktor dan keekonomian pengembangan lapangan migas selama umur proyek. Pada skema PSC-GS tambahan *split* bagian kontraktor sebesar 11,5% karena rendahnya harga minyak tidak dapat

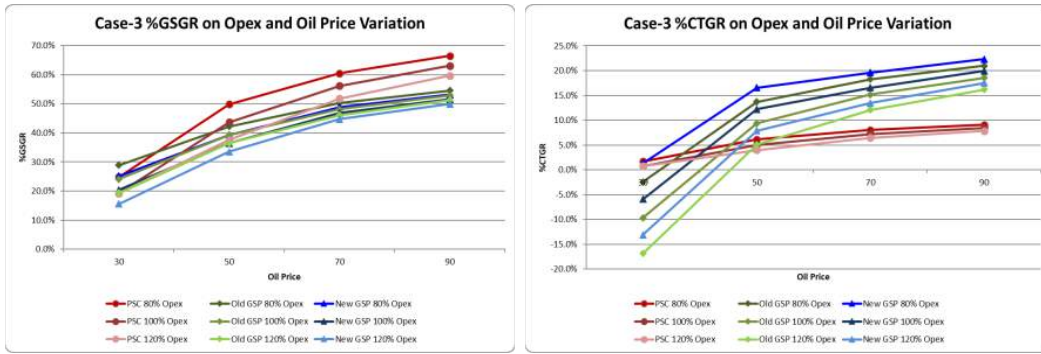
mengimbangi turunnya *gross revenue* dan biaya yang harus dikeluarkan selama umur proyek. Hal ini menunjukkan bahwa keuntungan kontraktor pada PSC-GS menjadi regresif terhadap harga minyak di bawah 30\$/bbl, dan tambahan *split* yang diberikan untuk kontraktor pada saat harga minyak <30\$/bbl masih belum dapat meningkatkan keekonomian kontraktor, sehingga diperlukan tambahan *split* atau insentif lain.



Gambar 4.3.a GSGR dan CTGR: sensitivitas biaya dan harga minyak Lapangan A



Gambar 4.3.b GSGR dan CTGR: sensitivitas biaya dan harga minyak Lapangan B



Gambar 4.3.c GSGR dan CTGR: sensitivitas biaya dan harga minyak Lapangan C

## BAB V

# Pengaruh Perubahan Skema Fiskal Lapangan Migas

---

Berdasarkan hasil perhitungan dan sensitivitas, dapat disimpulkan bahwa perubahan skema fiskal berpengaruh signifikan terhadap rencana pengelolaan lapangan migas di Indonesia. Hal ini terlihat pada hasil keekonomian dari variasi tiga kondisi lapangan migas (*offshore and extended contract, onshore and mature field, offshore and new contract*) dengan tiga skema fiskal (PSC-CR, *old* PSC-GS, dan *new* PSC-GS).

Hasil penelitian juga menunjukkan bahwa skema PSC *gross split* yang terbaru (*new* PSC-GS) mampu meningkatkan keekonomian lapangan bagi kontraktor dibandingkan dengan PSC *cost recovery*, serta lebih bersifat progresif terhadap efisiensi biaya operasi. Semakin efisien biaya yang dikeluarkan selama umur proyek, maka keuntungan yang akan diperoleh kontraktor akan menjadi semakin besar. Begitu juga dari sisi pendapatan bagian Negara, akan mengalami peningkatan dari tambahan pajak penghasilan kontraktor.

Selain itu, hasil *cross-plot* antara bagian Negara (GSGR) dan kontraktor (CTGR) selama umur proyek menunjukkan bahwa pada skema PSC *gross split* terdapat peningkatan keuntungan bagi kontraktor namun tetap memberikan kepastian keuntungan atas

bagian Negara karena pembagian *split* dilakukan setelah produksi dihasilkan.

Hasil sensitivitas atas perubahan harga dan biaya menunjukkan bahwa pada saat harga minyak tinggi, Negara dan kontraktor sama-sama dapat menikmati keuntungan dari tingginya harga minyak. Sedangkan pada saat kondisi harga minyak rendah, skema PSC *cost recovery* masih memberikan kepastian keuntungan atas bagian kontraktor.

Cakupan persentase tambahan *split* pada komponen variabel dan progresif masih terlalu umum untuk diaplikasikan di lapangan migas di Indonesia, mengingat kondisi lapangan dan hambatan investasi di beberapa wilayah kerja masih cukup beragam. Untuk itu, diperlukan kajian mendalam terkait penentuan besaran *split* untuk kontraktor dari beberapa komponen variabel dan progresif pada skema PSC *gross split*.

# Daftar Referensi

- Johnston, D. 2008. "Changing Fiscal Landscape." *The Journal of World Energy Law & Business* 1(1):31–54. doi: 10.1093/jwelb/jwn006.
- Johnston, Daniel. 1994. *Internasional Fiscal System and PSC*. Tulsa, Oklahoma: Pennwell Books.
- Kemp, Alexander. 1987. *Petroleum Rent Collection around the World*. South Halifax, Nova Scotia: The Institute for Research on Public Policy.
- Khelil, Chakib. 1995. "Fiscal Systems for Oil, World Bank." (46).
- Kyori, Adam Konto. 2013. "A Theoretical and Empirical Investigation into the Design and Implementation of an Appropriate Tax Regime: An Evaluation of Nigeria's Petroleum Taxation Arrangements."
- Lubiantara, benny. 2007. "The Analysis of the Marginal Field Incentive." *Indonesian Case. Oil, Gas & Energy Law Journal (OGEL)* 5(2).
- Lubiantara, Benny. 2013. *Ekonomi Migas: Tinjauan Aspek Komersial Kontrak Migas*. Cet 3. Jakarta: Grasindo.
- Mardiana, Dwi Atty, Fadhlia, Ridha Husla, and Rs Trijana Kartoatmodjo. 2019. "Assessing Indonesia's Upstream Petroleum Fiscal Regimes Choices." *International Journal of Scientific and Technology Research* 8(11):2439–44.
- Marques, L. M., A. T. F. S. Gaspar, and D. J. Schiozer. 2014. "Impact of the New Brazilian Fiscal System on Development of Oil Production Strategy." *Society of Petroleum Engineers - SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*,

*APOGCE 2014 - Changing the Game: Opportunities, Challenges and Solutions* 2:1364–75. doi: 10.2118/171541-ms.

Mian, M. A. 2002. *Project Economics and Decision Analysis*. PennWell Books, ISBN 0-87814-819-1.

Muttitt, Greg. 2005. “Production Sharing Agreements: Oil Privatisation by Another Name?” in *paper presented to the General Union of Oil Employee’s conference on privatization Basrah, Iraq, May 2005*.

Nakhle, Carole. 2004. “Petroleum Taxation : A Critical Evaluation with Special Application to the UK Continental Shelf.” 2004(July).

Nakhle, Carole. 2008. *Petroleum Taxation*. London : Routledge.

Onyeukwu, Humphrey. 2010. “Fiscal Regimes in a Volatile Oil Price Era: What Options Exist for Balancing the Interest of the Resource Country and Investor Company?” doi: 10.2118/130295-ms.

Peraturan Menteri ESDM No 52. 2017. “Permen No. 52 Th 2017.Pdf.”

Peraturan Menteri ESDM No 8. 2017. “Permen ESDM Nomor 08 Tahun 2017 Tentang Kontrak Bagi Hasil Gross Split.” *Kementrian ESDM* 400.

Permen ESDM No 12. 2020. “Permen ESDM No 12 Tahun 2020 Tentang Kontrak Bagi Hasil Gross Split.”

Permen Kemenkeu No 139/PMK.02/. 2013. “Permen Kemenkeu No 139/PMK.02/2013 Tentang Tata Cara Pembayaran Domestic Market Obligation Fee, Over Lifting Kontraktor Dan/Atau Under Lifting Kontraktor Dalam Kegiatan Usaha Hulu Minyak Dan Gas Bumi.”

PP No 35. 2004. “PP No 35 Tahun 2004 Tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak Dan Gas Bumi.”

- Raja, Atif. 1999. "Should Neutrality Be the Major Objective in the Decision-Making Process of the Government and the Firm?"
- Ricardo, David. 1817. "Principles of Political Economy and Taxation."
- SKK Migas No. 047. 2018. "PTK SKK Migas Tentang Tentang Komitmen Eksplorasi Kontrak Kerja Sama."
- Swe, Wint Thiri, and Nnaemeka Vincent Emodi. 2018. "Assessment of Upstream Petroleum Fiscal Regimes in Myanmar." *Journal of Risk and Financial Management* 11(4):85. doi: 10.3390/jrfm11040085.
- Tilton, John E. 2003. "Assessing the Threat of Mineral Depletion." *Minerals and Energy-Raw Materials Report* 33–42.
- UU No 22 Tahun. 2001. "Undang-Undang Republik Indonesia Nomor 22 Tahun 2001 Tentang Minyak Dan Gas Bumi."
- UU No 42. 2009. *UNDANG-UNDANG REPUBLIK INDONESIA NOMOR 42 TAHUN 2009*. Vol. 1.
- WoodMacKenzie. 2017. "Indonesia's Gross Split PSC: Improved Efficiency at Risk of Lower Investment?"
- Yassine, Ali, Bacel Maddah, and Najat Younes. 2013. "On Structuring Offshore Hydrocarbon Production Sharing Contracts: Lebanon's Case." *Journal of World Energy Law and Business* 6(2):83–106. doi: 10.1093/jwelb/jwt003.



# Indeks

Analisis sensitivitas,  
*Base Split*,  
Bonus,  
*Cost recovery*,  
Depresiasi,  
*Domestic Market Obligation*,  
*First Tranch Petroleum*,  
*Fiscal evolution*,  
*Fiscal term*,  
*Government take*,  
*Host government*,  
*Internal Rate of Return*,  
Konsesi,  
*Minimum attractive rate of return*,  
*Net present value*,  
Pajak,  
*Progressive Split*,  
*PSC gross split*,  
*Relinquishment*,  
Rente ekonomi,  
*Ring fencing*,  
Royalti,  
*Share split*,  
Sistem kontrak,  
*Variable Split*



## Profil Penulis



**Dwi Atty Mardiana**, menempuh pendidikan Sarjana Teknik Industri di Universitas Islam Indonesia pada 1999 hingga 2003. Memulai pengalaman di industri Perminyakan sejak tahun 2005 dan melanjutkan studi magister di Universitas Trisakti tahun 2009 di bidang Teknik Perminyakan. Tahun 2011 hingga 2014 menyelesaikan pendidikan doktor di bidang Ekonomi dengan konsentrasi Sustainability dengan fokus pada bidang ekonomi energi. Memulai karir di bidang akademik pada tahun 2016 di Universitas Trisakti dan menjadi dosen tetap pada Program Studi Magister Teknik Perminyakan hingga saat ini. Selain mengajar, beberapa artikel ilmiah dan buku telah dihasilkan terkait dengan ekonomi migas



**Arinda Ristawati**, menempuh pendidikan Sarjana Teknik Perminyakan di Universitas Trisakti Pada Tahun 2011 hingga 2015. Menempuh pendidikan Magister Teknik Perminyakan di Universitas Trisakti pada tahun 2016 hingga tahun 2018. Memulai karir di bidang akademik pada tahun 2019 di Universitas Trisakti dan menjadi dosen tetap pada Program Studi Teknik Perminyakan hingga saat ini.



**Tantangan** pengembangan lapangan migas lepas pantai yang lebih besar dibandingkan dengan lapangan migas di darat, menjadi salah satu penyebab tertundanya beberapa keputusan investasi di sejumlah lapangan migas lepas pantai. Tantangan tersebut meliputi kebutuhan teknologi dan biaya pengembangan yang tinggi, disertai ketidakpastian kondisi geologi dan subsurface, serta sensitif terhadap harga minyak dan instrumen fiskal yang berlaku di negara tersebut. Perubahan atas skema bagi hasil kontrak kerjasama migas adalah umum dilakukan di suatu negara. Seperti juga terjadi di Indonesia, yang saat ini menggunakan skema production sharing contract dengan cost recovery dan gross split. Buku ini dibuat sebagai respons atas perubahan kebijakan skema bagi hasil migas di Indonesia, dan akan membahas tentang kedua skema tersebut. Termasuk instrument-instrumen fiskal yang digunakan, perhitungan bagi hasil antara pemerintah dan kontraktor, serta evaluasi hasil keekonomian lapangan migas menggunakan studi kasus pada lapangan migas lepas pantai.

ISBN 978-602-0750-47-7



9 786020 750477