

## **ANALISA KELAYAKAN PERPANJANGAN KONTRAK BLOK XO DENGAN SISTEM PRODUCTION SHARING CONTRACT (PSC)**

Fataninda Dwi Kesumaputri, Syamsul Irham  
Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti

### **Abstrak**

Indonesia merupakan salah satu Negara yang memiliki lapangan – lapangan minyak yang tersebar di penjuru nusantara. Lapangan minyak yang terdapat di Indonesia tidak hanya dikembangkan oleh National Oil Company (NOC), tapi juga oleh International Oil Company (IOC). Blok XO merupakan Blok penghasil minyak dan gas milik suatu IOC yang akan habis masa kontraknya pada September 2018. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisa keekonomian dan perubahan indikator keekonomian Blok XO untuk menentukan apakah kontrak Blok XO layak untuk diperpanjang. Langkah pertama yang dilakukan adalah menentukan 2 skenario yaitu skenario untuk memperpanjang kontrak dan tidak memperpanjang kontrak. Dimana untuk skenario perpanjangan kontrak akan ditambahkan 3 buah lapangan baru. Selanjutnya dilihat profil produksi masing – masing skenario dan dianalisa keekonomiannya dengan sistem Production Sharing Contract (PSC). Dari hasil analisa keekonomian kemudian dipilih skenario 1 yaitu keputusan untuk tidak memperpanjang kontrak Blok XO. Skenario 1 memerlukan biaya investasi sebesar MUS\$ 98,861. Kemudian dikaji dan dianalisa cash flow keekonomian dari skenario 1 diperoleh Net Cash Flow (NCF) sebesar MUS\$ 237,430, Net Present Value (NPV) @ 10% sebesar MUS\$ 192,150, Pay Out Time (POT) kurang dari 1 tahun, dan Profit to Investment Ratio (PIR) sebesar 0.97.

**Kata kunci** : PSC, Keekonomian

### **Pendahuluan**

Minyak dan Gas Bumi merupakan komoditas utama yang tidak hanya berperan sebagai penyumbang energi terbesar, namun juga sebagai sumber devisa bagi sistem perekonomian suatu negara. Indonesia sendiri merupakan salah satu negara yang memiliki lapangan-lapangan minyak yang tersebar di penjuru nusantara. Walaupun produksi minyak harian Indonesia menurun yaitu sebesar 794,000 bpd (SKKMigas : 2014), namun masih banyak *International Oil Company* (IOC) yang tertarik untuk beroperasi di Indonesia. Beberapa IOC yang beroperasi di Indonesia adalah Chevron, British Petroleum, Exxon Mobil, Total, Petro China, dan lain-lain. Indonesia adalah Negara yang menerapkan sistem kontrak bagi hasil atau yang lebih dikenal dengan *Production Sharing Contract* (PSC). Sistem PSC telah diterapkan sejak tahun 1966 dan telah mengalami beberapa perubahan hingga saat ini. Sistem PSC digunakan karena dianggap menguntungkan bagi negara karena dalam sistem ini IOC hanya berperan sebagai kontraktor dan hanya berhak mendapat sebagian dari produksi. Berdasarkan PSC, hasil produksi minyak dan gas bumi setelah dikurangi biaya-biaya operasi dibagi antara pemerintah dan kontraktor berdasarkan persentase tertentu yang disetujui dalam kontrak. Berdasarkan UU Nomor 8 Tahun 1971 tentang Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara, PSC dengan kontraktor ditandatangani oleh Pertamina. Namun, setelah berlakunya UU Nomor 22 Tahun 2001, rencana pengembangan lapangan dalam suatu blok atau wilayah kerja wajib mendapat persetujuan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral dengan terlebih dahulu mendapat persetujuan dari Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK Migas). Lisensi atau kontrak suatu wilayah kerja atau blok untuk eksplorasi dan produksi biasanya berlangsung selama 25-30 tahun. Bila waktu kontrak sudah habis, kontraktor bisa mengajukan perpanjangan kontrak. Namun, tidak semua usulan perpanjangan kontrak

akan disetujui oleh negara. Negara sebagai pemilik wilayah kerja akan melihat usulan perpanjangan dan profil produksi yang diajukan untuk selanjutnya dikaji apakah kontrak layak untuk diperpanjang atau tidak. Jika kontrak diperpanjang, masalah yang akan dihadapi oleh kontraktor adalah perubahan beberapa elemen kontrak sebagai perubahan persentasi bagi hasil dan insentif.

### Problem Statement

Blok XO adalah blok penghasil minyak dan gas yang akan habis masa kontraknya pada 2018. Untuk itu, dilakukan analisa apakah kontrak Blok XO yang akan berakhir pada 2018 layak untuk dilanjutkan atau tidak dengan mempertimbangkan profil produksi dan analisa keekonomiannya. Data yang akan dikaji pada Blok XO yang terdiri dari *reservoir description, field development scenario, production forecast, dan project economics*. Titik kajian menyangkut antara lain : perkiraan produksi, analisa keekonomian, NPV, POT, IRR, PIR, dan menganalisa sensitivitas terhadap perubahan harga, investasi, *operating cost* dan faktor produksi menggunakan analisa cash flow metode PSC.

### Teori Dasar

Pakar sistem fiskal perminyakan, Daniel Johnston, mengklasifikasikan pengaturan sistem kontrak migas antara negara tuan rumah dan kontraktor menjadi dua sistem berdasarkan mekanisme transfer kepemilikan (*transfer of ownership*) cadangan migas yang merupakan aset negara kepada kontraktor yaitu sistem konsesi dan sistem kontrak. Dimana pada sistem konsesi, transfer kepemilikan berlangsung ketika sumur diproduksi dan terjadi di kepala sumur (*wellhead*), sementara pada sistem kontrak transfer kepemilikan terjadi di titik ekspor. Sistem kontrak dapat digolongkan berdasarkan cara pengembalian biaya terhadap kontraktor menjadi *Production Sharing Contract (PSC)* dan *Service Contract*. Dimana pada sistem PSC pengembalian biaya dilakukan secara *reimbursement* (membayar kembali) sedangkan pada *Service Contract* dilakukan secara *remuneration* (pemberian upah). *Production Sharing Contract (PSC)* dibagi lagi menjadi *Peruvian Type* dan *Indonesian Type*. Dimana pada *Peruvian Type* bagi hasil antara negara dan kontraktor dilakukan langsung dari *gross revenue*, sedangkan pada *Indonesian Type* bagi hasil dilakukan pada bagian *profit oil*. Selanjutnya, *Service Contract* dapat dibagi lagi menjadi *Pure Service Contract* dan *Risk Service Contract*. Pembagian ini berdasarkan apakah fee didasarkan pada keuntungan atau tidak. Sistem konsesi adalah sistem yang paling tua dan banyak digunakan hingga saat ini. Dalam sistem konsesi, semua hasil produksi dalam wilayah konsesi tersebut dimiliki oleh perusahaan migas, sementara negara menerima pembayaran royalti yang besarnya berupa persentase dari pendapatan bruto. Selain itu, negara juga akan memperoleh pajak. Perbedaan mendasar antara sistem kontrak dan sistem konsesi terletak pada kepemilikan hak sumber daya mineral yang tidak dimiliki oleh perseorangan tetapi oleh negara untuk kepentingan rakyat. Transfer kepemilikan pada sistem kontrak terjadi di titik ekspor. Sistem kontrak dibagi menjadi sistem PSC dan *service contract*. *Service Contract* atau kontrak jasa adalah kontrak antara negara dengan kontraktor dimana kontraktor berperan sebagai penyedia biaya untuk kegiatan eksplorasi dan pengembangan, namun seluruh hasil produksinya menjadi milik negara. Namun, di dalam sistem kontrak jasa, dapat dibuat aturan dimana kontraktor dimungkinkan membeli kembali (*buy-back*) sejumlah hasil produksi sesuai harga yang berlaku. *Service Contract* terbagi menjadi dua yaitu *Pure Service Contract* dan *Risk Service Contract*.

- Pure Service Contract

*Pure Service Contract* adalah perjanjian antara Negara dan kontraktor terkait dengan jasa bantuan teknis yang harus dilakukan selama periode tertentu. Pada sistem ini, negara membayar *fee* terhadap jasa yang diberikan kontraktor sesuai dengan produksinya.

- Risk Service Contract

Risk Service Contract memiliki ketentuan yang hampir sama dengan PSC. Yang membedakan adalah sistem pembayaran kepada kontraktor dimana pada sistem ini, kontraktor memperoleh *service fee* dalam bentuk kas, bukan dalam bentuk natura (*in kind*).

Production Sharing Contract (PSC) merupakan sistem kontrak yang banyak digunakan di Indonesia. Sistem PSC dibagi menjadi dua yaitu PSC Indonesia dan PSC Peruvian.

Sistem PSC Peruvian merupakan sistem fiskal yang paling sederhana dibandingkan dengan sistem-sistem lainnya. Bagi hasil antara negara dan kontraktor dilakukan langsung dari *gross revenue*. Dalam sistem ini royalti, pajak, ataupun DMO telah termasuk dalam *government share*. Sedangkan *cost recovery* sudah termasuk di dalam *sharing split* kontraktor.

Karakteristik sistem PSC adalah perusahaan migas yang ditunjuk oleh pemerintah sebagai kontraktor pada wilayah kerja tertentu. Perusahaan migas sebagai kontraktor akan menanggung semua risiko dan biaya eksplorasi, pengembangan, dan produksi. Apabila eksplorasi berhasil, kontraktor akan memperoleh pengembalian (*cost recovery*) dari hasil produksi. Selain itu, kontraktor juga akan memperoleh bagian dari produksi setelah dikurangi *cost recovery*. Kontraktor akan dikenai biaya pajak penghasilan dan pajak lainnya. Sama seperti Negara pengguna sistem PSC lainnya, Indonesia memiliki instrumen fiskal yang terdiri dari FTP, *cost recovery*, *Equity to be Split* dan Domestic Market Obligation (DMO).

### Skenario Pengembangan Blok XO

Blok XO yang telah diproduksi sejak tahun 1971 dan telah diperpanjang pada tahun 1998. Blok XO akan kembali habis masa kontraknya pada tahun 2018. Oleh karena itu, dilakukan analisa secara keekonomian untuk menentukan apakah kontrak Blok XO layak untuk dilanjutkan atau tidak. Terdapat dua skenario yang rencananya akan diajukan, yaitu:

1. Skenario 1 (*Not Extend*)

Skenario 1 adalah pilihan untuk tidak memperpanjang kontrak Blok XO. Hasil analisa yang didapatkan untuk skenario 1 adalah profil produksi dan hasil analisa keekonomian dari *existing fields* yang terdapat di Blok XO per tahun 2015 hingga 2018.

2. Skenario 2 (*Extend*)

Skenario 2 adalah pilihan untuk memperpanjang kontrak Blok XO dengan menambahkan tiga lapangan baru yang rencananya akan dikembangkan. Hasil analisa yang didapatkan untuk skenario 2 adalah profil produksi dan hasil keekonomian tiga lapangan baru tersebut. Hasil keekonomian skenario 2 nantinya akan ditambahkan dengan hasil keekonomian skenario 1.

Untuk menentukan apakah kontrak Blok XO layak untuk diperpanjang atau tidak, dapat dilihat melalui perkiraan laju produksi minyak dan gas dari masing-masing skenario yang diajukan. Perkiraan laju produksi ini akan menjadi acuan parameter produksi dalam perhitungan ekonomi. Berikut disajikan hasil produksi dari masing-masing skenario.

Tabel 1 Perkiraan Produksi Minyak Skenario 1

Date	Oil Rate	
	MSTB	
	Old Field	New Field
2015	7,410	4,940
2016	6,818	4,545
2017	5,966	3,977
2018	3,928	2,618
Total	24,122	16,080

Tabel 2 Perkiraan Produksi Gas Skenario 1

Date	Gas Rate
	MMSCF
2015	72.73
2016	72.73
2017	72.73
2018	72.73
Total	290.92

Tabel 3 Perkiraan Produksi Minyak Tambahan Skenario 2

Date	PCY MSTB	KJI MSTB	OSH MSTB
2019	450.4	149.2	409.9
2020	306.4	1411.4	389.5
2021	214.2	918.5	305.2
2022	153.4	618.5	241.9
2023	112.2	428.8	193.7
2024	83.6	304.8	156.6
2025	63.3	221.5	127.7
2026	48.7	164.0	105.0
2027	37.9	123.6	87.0
2028	29.9	94.5	72.5
2029		73.3	10.9
2030		57.5	
2031		45.7	
2032		36.6	
2033		29.7	
2034		22.4	
Total	1500	4700	2100

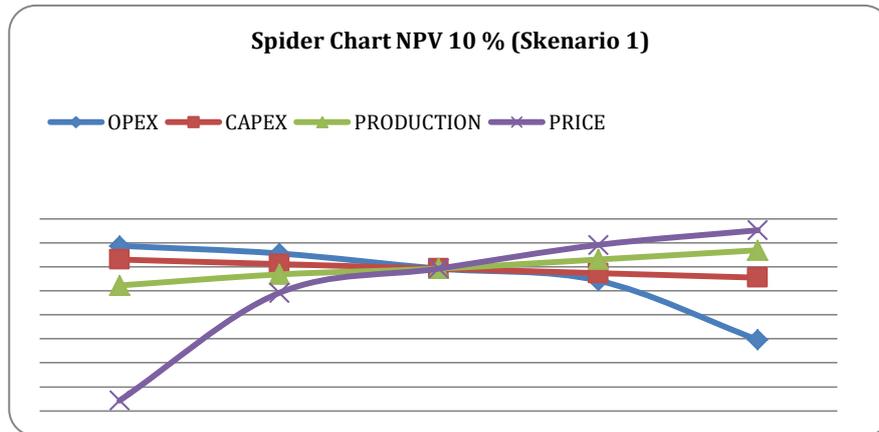
**Hasil Keekonomian**

Kedua skenario tersebut dianalisa keekonomiaanya berdasarkan perkiraan produksi dan *PSC terms yang berlaku*. Perbandingan hasil *cash flow* yang didapat dari kedua skenario tersebut adalah :

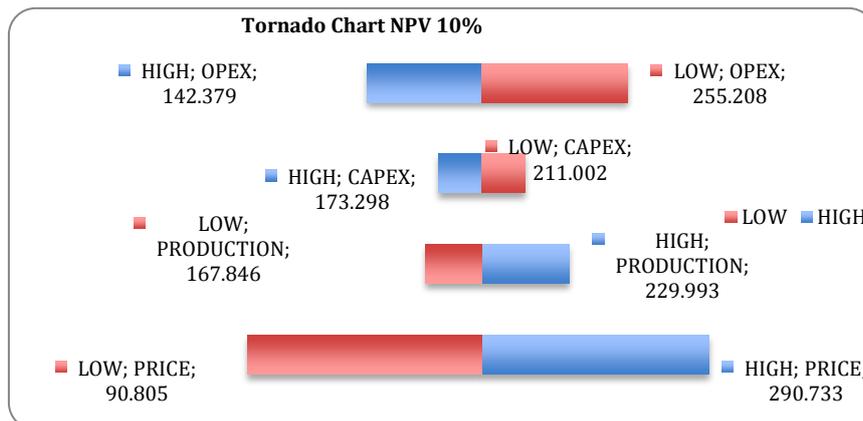
Tabel 4 Perbandingan Hasil Keekonomian Skenario 1 dan Skenario 2

		Blok XO	Blok XO + 3 Fields
Oil Production (MMSTB)		40,202.8482	48,502.8382
Gas Production (MMSCF)		290.92	290.92
Gross Revenue (MUS\$)		3,205,823	4,035,822
Capital Expenditure (MUS\$)		98,861	238,861
Operating Expenditure (MUS\$)		1,901,840	2,288,076
Contractor	NCF (MUS\$)	237,430	343,794
	NPV @10% (MUS\$)	192,150	232,328
	ROR (%)	N/A	N/A
	POT (Year)	<1 Year	<1 Year
	PIR	1.943645863	0.972650908
Government	NCF (MUS\$)	2,968,393	3692028.087

Selanjutnya dilakukan analisa sensitivitas dari masing - masing scenario. Analisa sensitivitas dilakukan terhadap indikator keekonomian. Indikator keekonomian yang digunakan untuk analisa sensitivitas adalah NPV @ 10%.



Gambar 1. Spider Chart NPV Skenario 1



Pada spider chart dan tornado chart scenario 1 dapat dilihat bahwa price dan opex merupakan besaran yang paling sensitive terhadap perubahan NPV. Dari hasil analisa keekonomian yang telah dilakukan, dapat dilihat bahwa antara indikator – indikator pada scenario 1 dan scenario 2 tidak memiliki perbedaan yang signifikan. Sehingga penulis mengambil kesimpulan untuk memilih scenario 1 yaitu keputusan untuk tidak memperpanjang kontrak Blok XO (*not extend*). Selain karena alasan perbedaan yang tidak signifikan, keputusan untuk tidak memperpanjang kontrak juga didasari dengan pertimbangan kemungkinan terjadinya perubahan-perubahan PSC terms seperti perubahan sharing split untuk blok yang akan diperpanjang kontraknya. Perubahan – perubahan itu tentunya akan merugikan pihak kontraktor jika memperpanjang kontrak.

### Kesimpulan

Berdasarkan hasil simulasi yang didapatkan dan analisa yang telah dilakukan, terdapat beberapa kesimpulan yang dapat disampaikan, yaitu sebagai berikut :

1. Terdapat 2 skenario yang diajukan dalam analisa perpanjangan kontrak Blok XO yaitu skenario 1 yang merupakan keputusan untuk tidak memperpanjang kontrak Blok XO (*not extend*) dan skenario 2 yang merupakan keputusan untuk memperpanjang kontrak Blok XO dengan menambahkan tiga buah lapangan baru penghasil minyak.
2. Skenario 1 memiliki Net Present Value @ 10% sebesar MUS\$ 192.146, Profit to Investment Ratio sebesar 1,94, dan Pay Out Time kurang dari 1 tahun.
3. Skenario 2 memiliki Net Present Value @ 10% sebesar MUS\$ 232,328, Profit to Investment Ratio sebesar 0,97, dan Pay Out Time kurang dari 1 tahun.
4. Dengan melihat analisa sensitivitas NPV 10% skenario 1 terhadap perubahan produksi, harga, capital expenditure, dan operating expenditure, dapat dilihat bahwa harga dan operating expenditure merupakan komponen yang sensitif terhadap perubahan NPV.
5. Berdasarkan analisa keekonomian dan analisa sensitivitas yang telah dilakukan, skenario 1 dipilih yaitu keputusan untuk tidak memperpanjang kontrak Blok XO. Keputusan ini didasarkan oleh pertimbangan tidak signifikannya perbedaan antara skenario 1 dan skenario 2 serta kemungkinan adanya perubahan – perubahan elemen kontrak seperti sharing split yang akan merugikan kontraktor apabila kontrak diperpanjang

### Daftar Pustaka

- Ernst & Young, *Global Oil and Gas Tax Guide*, 2012.
- Lubiantara, Benny., *Ekonomi Migas : Tinjauan Aspek Komersial Kontrak Migas*, Jakarta : Grasindo. 2012.
- Nasir, Abdul., *Sejarah Sistem Fiskal Migas Indonesia*, Jakarta : Grasindo, 2014
- Nuraeni, Slti., *Modul Ekonomi Migas*, Jakarta : Universitas Trisakti. 2011.
- Qadafie, Ivone. *Studi Kelayakan Pengembangan Lapangan Gas Phersant eservoir Jurassic Dengan Sistem PSC*, Penelitian, Universitas Trisakti, 2010.
- Salengke, *Engineering Economy : Techniques for Project Business Feasibility Analysis*. Makassar : Penerbit Identitas Unhas, 2012.

Sukanto, J., F, Nunuk., Aldrich, J.B., Rinehart, G. P., Mitchell, J., *Petroleum Systems of The Asri Basin, Java Sea, Indonesia*. Proceedings of the International Petroleum Association. Indonesia. 291 – 312. 1998

Wight, A., Sudarmono, Imron, A., *Strategic Response to Structural Evolution in a Tensional Back Arc Setting and Its exploratory Significance : Sunda Basin, West Java Sea*. Proceeding Indonesian Petroleum Association 15<sup>th</sup> Annual Convention. October 1986. 77 – 100. 19

## LAMPIRAN

Tabel 1 Investasi Skenario 1

KETERANGAN	LAPANGAN A			
	2015	2016	2017	2018
<b>1. Tangible Cost</b>				
<b>a. Oil Development</b>				
Oil Wells (M\$)	\$ 5,231			
Oil Facilities (M\$)	\$ 525			
<b>b. Gas Development</b>				
Gas Wells (M\$)	\$ 7,987			
Gas Facilities(M\$)	\$ 5,754			
<b>total tangible cost (M\$)</b>	<b>\$ 19,497</b>			
<b>2. Intangible Cost</b>				
<b>a. Plug and Abandonment</b>				
Oil Wells (M\$)	\$ 2,293			
<b>b. G &amp; G Study (M\$)</b>	\$ 320			
<b>c. Exploration Admin (M\$)</b>	\$ 2,489			
<b>d. Oil Development</b>				
Oil Wells (M\$)	\$ 59,811			
Oil Facilities (M\$)				
<b>e. Gas Development</b>				
Gas Wells (M\$)	\$ 14,450			
Gas Facilities (M\$)				
<b>total intangible cost (M\$)</b>	<b>\$ 79,363</b>			
<b>total (M\$)</b>	<b>\$ 98,861</b>			

Tabel 2 Investasi Tambahan Skenario 2

<u>No.</u>	<u>Field Name</u>	<u>Type</u>	<u>Drill &amp; Dev. Yr</u>	<u>Intang Drill</u>	<u>Tang Drill</u>	<u>Pipeline</u>	<u>Platform</u>	<u>ASR/YEAR</u>
				M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
1	PCY	Oil	2019	12,000	3,000			
2	KJI	Oil	2019	60,000	15,000	5,000	15,000	187.50
3	OSH	Oil	2019	24,000	6,000			