

## **ANALISA PERBANDINGAN KONTRAK BAGI HASIL PSC, PSC NO COST RECOVERY, DAN SLIDING SCALE PSC NO COST RECOVERY PADA LAPANGAN CBM "X" DENGAN OPTIMASI DRILLING SCHEDULE**

Armein Hasyim, Syamsul Irham,  
Jurusan Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti

### **Abstrak**

Dengan optimasi drilling schedule. Optimasi ini dilakukan karena produksi dengan drilling schedule pada basecase kurang optimal. Sehingga plateau produksi yang ada kurang optimal untuk lapangan CBM. Optimasi drilling schedule mendapatkan dua skenario rate produksi antara lain pada rate produksi plateau 100000 MSCFD dan 80000 MSCFD. Pada rate produksi plateau 100000 MSCFD plateau selama 12 tahun, pada tahun ke-18 sampai tahun ke-29. Sedangkan rate produksi plateau 80000 MSCFD plateau selama 22 tahun, pada tahun ke-10 sampai tahun ke-31. Pada analisa ini Sliding Scale PSC No Cost Recovery dengan kontrak 50 tahun merupakan skema bagi hasil yang ekonomis pada rate produksi plateau 100000 MSCFD dengan harga gas US\$ 15,87/ MMBTU memiliki IRR sebesar 12,54 %.

**Kata kunci** :drilling schedule, rate produksi plateau, sliding scale psc no cost recovery

### **Pendahuluan**

Minyak dan gas bumi merupakan sumber daya alam yang tidak terbarukan namun merupakan industri yang padat modal, padat teknologi dan mempunyai resiko yang tinggi. Selain merupakan sumber utama devisa negara, minyak dan gas bumi merupakan pemasok utama kebutuhan energi dan bahan baku industri di Indonesia. Oleh karena itu, pengelolaan sumber daya migas harus dapat memberi manfaat sebesar - besarnya bagi kemakmuran rakyat Indonesia. Kebijakan yang dibuat Pemerintah Indonesia adalah menyerahkan investasi kepada kontraktor yang mayoritas adalah perusahaan asing. Pertanggungjawaban Kontraktor kepada Pemerintah Indonesia diatur dalam sebuah kontrak kerja sama. Pada Kontrak PSC ini terdapat istilah *Cost Recovery*. *Cost recovery* adalah seluruh biaya operasi yang dikeluarkan oleh Kontraktor yang akan diganti oleh Negara setelah produksi berjalan. Dalam perkembangannya ini *Cost Recovery* mendapatkan kritikan dari publik karena dianggap dapat berpotensi mengurangi penerimaan negara, sehingga penerapan *Cost Recovery* dalam kontrak kerja sama PSC perlu dikaji kembali. Oleh karena itu, untuk mengatasi permasalahan tersebut diusulkan kontrak kerja sama PSC *No Cost Recovery* dan *Sliding Scale PSC No Cost Recovery*. Tujuan analisa ini adalah untuk menganalisa dan membandingkan antara kontrak kerja sama PSC, kontrak kerja sama PSC *No Cost Recovery* dan *Sliding Scale PSC No Cost Recovery* antar data yang telah di optimasi drilling schedulanya yaitu rate produksi plateau 100000 MSCFD dan 80000 MSCFD.

### **Teori Dasar**

Pada bab ini, akan dibahas hal – hal yang berkaitan dalam *Coal Bed Methane* (CBM), *Production Sharing Contract* (PSC), parameter – parameter dalam kontrak bagi hasil, indikator – indikator keekonomian, dan analisa sensitivitas. Eksplorasi CBM adalah kegiatan yang bertujuan memperoleh informasi mengenai kondisi geologi untuk menemukan dan memperoleh perkiraan cadangan CBM. Pada tahap awal kegiatan eksplorasi CBM adalah mendeliniasi keberadaan batu bara berdasarkan data yang sudah ada seperti peta geologi regional. Ada beberapa tahapan dalam kegiatan eksplorasi CBM antara lain studi geologi dan geofisika, pengeboran eksplorasi, pilot feasibility, pilot production testing, dan pengembangan produksi komersial. Pengertian *Production Sharing*

*Contract* itu sendiri adalah kontrak kerja sama antara pemerintah dengan pihak kontraktor dalam pelaksanaan penguasaan hasil produksi, dimana disini yang dimaksud dengan kontraktor adalah perusahaan swasta nasional, perusahaan asing atau perusahaan patungan antara perusahaan nasional dan asing. Langkah awal dari perhitungan pembagian hasil pada *Production Sharing Contract* adalah dengan menilai suatu proyek layak atau tidaknya untuk dikembangkan dan juga menguntungkan bagi perusahaan. *PSC No Cost Recovery*, yaitu dengan menghilangkan penerapan *cost recovery* pada kontrak *PSC*. Model kontrak kerja sama ini boleh diterapkan di Indonesia karena menurut Undang – Undang No. 22 Tahun 2001 tentang minyak dan gas bumi pasal 1 ayat 19, selain bentuk Kontrak Bagi Hasil, dapat pula digunakan bentuk Kontrak Kerja Sama lain yang lebih menguntungkan bagi Negara. Sistem kontrak *PSC No Cost Recovery* ini dibuat dengan memodifikasi sistem *PSC* yang berlaku namun tetap memperhitungkan aspek keekonomian bagi Kontraktor dan Pemerintah. *Sliding Scale PSC No Cost Recovery*, yaitu dengan menghilangkan penerapan *cost recovery* pada kontrak *sliding scale PSC*. *Sliding Scale* pada dasarnya merupakan modifikasi dari tipe *PSC* pada umumnya. Hanya saja pada tipe *Sliding Scale* pada *PSC* ini yang disebut dengan *sliding scale* yaitu mengubah parameter-parameter yang ada pada *PSC*, dalam kata lain yaitu memodifikasi jenis *PSC* yang ada pada umumnya. Jenis *sliding scale* ini sudah banyak digunakan di negara-negara lain seperti Oman. Sedangkan di Indonesia, memodifikasi *PSC* dengan *sliding scale* baru sekedar wacana dan kajian. Dalam kontrak bagi hasil terdapat beberapa parameter yang digunakan dalam perhitungan indikator keekonomian suatu proyek. Berikut adalah parameter – parameter tersebut:

- Investasi
- Depresiasi
- Harga Gas
- Produksi
- First Tranche Petroleum (FTP)
- Revenue
- Cost Recovery
- Equity to be Split (ETS)
- DMO
- DMO fee
- Tax
- Taxable Income
- Contractor Share
- Government Take
- Contractor Cash Flow
- Cash In
- Cash Out

Indikator kelayakan proyek ini secara kuantitatif dapat digunakan sebagai petunjuk atau alat evaluasi dalam mengambil keputusan mengenai kelayakan proyek. Indikator - indikator kelayakan proyek tersebut adalah:

1. NPV (*Net Present Value*)
2. IRR (*Internal Rate of Return*)
3. POT (*Pay Out Time*)
4. PIR (*Profit Investment Ratio*)

Analisa sensitivitas adalah cara untuk melihat pengaruh perubahan parameter - parameter terhadap indikator keekonomian. Parameter – parameter yang sering digunakan untuk analisa sensitivitas antara lain :

1. Produksi
2. Harga
3. Investasi
4. Biaya operasi

Keuntungan dari analisa sensitivitas adalah dapat mengidentifikasi parameter – parameter yang sangat mempengaruhi keuntungan dilihat dari berapa besarnya perubahan keuntungan yang diakibatkan oleh perubahan parameter tersebut. Namun analisa sensitivitas tidak memberikan indikasi kemungkinan sesuatu yang diandaikan akan terjadi dan tidak memperlihatkan ketergantungan antara parameter – parameter yang mempengaruhi keuntungan.

### Hasil dan Pembahasan

Dalam penulisan ini akan menganalisa keekonomian pada data lapangan CBM “X”. Berdasarkan data tersebut, akan dianalisa dengan perhitungan PSC, PSC Non Cost Recovery dan Sliding Scale PSC Non Cost Recovery. Pada perhitungan tersebut akan dibandingkan perhitungan yang mana yang layak dan menguntungkan untuk dikembangkan. Untuk data produksi dan drilling schedule didasari pada data basecase. Namun pada data basecase, mempunyai produksi yang kurang optimal untuk kontrak lapangan CBM. Maka dari itu dilakukan optimasi produksi dengan menjadwalkan ulang drilling schedule pada lapangan tersebut. Dengan menjadwalkan ulang drilling schedule maka dipilih dua skenario yaitu dengan rate produksi plateau 100000 MSCFD per lapangan dan 80000 MSCFD per lapangan. Jumlah sumur yang dibor pada rate produksi plateau 100000 MSCFD dan 80000 MSCFD sama dengan basecase yaitu 1.648 sumur. Pada rate produksi plateau 100000 MSCFD dicapai plateau selama 12 tahun pada tahun ke-18 sampai tahun ke-29. Pada rate produksi plateau 80000 MSCFD dicapai plateau selama 22 tahun pada tahun ke-10 sampai tahun ke-31. Dengan target kumulatif produksi pada dua rate produksi plateau tersebut sebesar 944 BCF. Dengan dua skenario tersebut akan dipilih yang layak dan menguntungkan untuk dikembangkan. Dari dua skenario tersebut juga dibandingkan untuk memilih kontrak kerja sama yang tepat. Untuk data produksi pada rate 100000 MSCFD dan 80000 MSCFD telah disesuaikan dengan perubahan drilling schedule dari basecase. Metode atau cara peramalan produksi lapangan yaitu dengan mengetahui terlebih dahulu single well production profile pada lapangan “X”. Single well production profile dijadikan sebagai acuan untuk menghitung produksi per tahun lapangan berdasarkan jumlah sumur yang dibor pada tahun tersebut. Rencana kerja dan biaya investasi telah disesuaikan dan terdiri dari capex dan opex pada lapangan CBM “X”. Rencana kerja pada rate produksi plateau 100000 MSCFD mempunyai corehole well sebanyak 4 sumur, pilot well sebanyak 100 sumur, dan terdiri atas phase 1 dan phase 2. Phase 1 dan phase 2 dimulai pada tahun ke-7 sampai tahun ke-29. Jumlah sumur pada phase 1 yaitu 418 sumur. Sedangkan pada phase 2 sebanyak 1.130 sumur. Pada opex rate ini G&A (General & Administrative) exploration selama 6 tahun, G&A production phase 1 selama 44 tahun, G&A production phase 2 selama 41 tahun, Fixed field opex (Pilot phase) selama 6 tahun, Fixed field opex (Production phase 1) selama 44 tahun, Fixed field opex (Production phase 2) selama 37 tahun. Untuk biaya capital (tangible) dan non capital (intangible). Biaya non capital (intangible) mempunyai asumsi nilai 60% dari capex. Sehingga biaya non capital (intangible) sebesar US\$ 3.852.320. Dan biaya capital (tangible) sebesar US\$ 2.346.780. Rencana kerja pada rate produksi plateau 80000 MSCFD mempunyai corehole well sebanyak 4 sumur, pilot well sebanyak 100 sumur dan terdiri atas phase 1. Phase 1 dimulai pada tahun ke-4 sampai tahun ke-30. Pada opex rate ini G&A exploration selama 6 tahun, G&A production phase 1 selama 44 tahun, G&A production phase 2 selama 41 tahun, Fixed field opex (Pilot phase) selama 6 tahun, Fixed field opex (Production phase 1) selama 44 tahun, Fixed

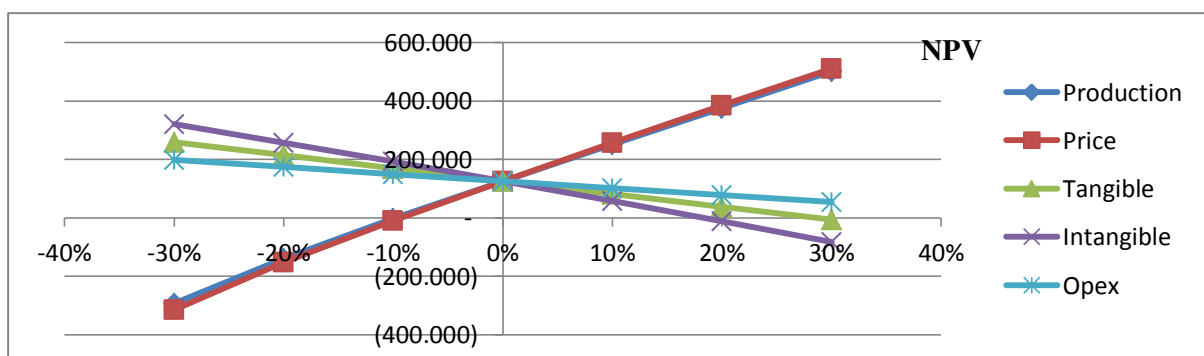
field opex (Production phase 2) selama 37 tahun. Untuk biaya capital (tangible) dan non capital (intangible). Biaya non capital (intangible) mempunyai asumsi nilai 60% dari capex. Sehingga biaya non capital (intangible) sebesar US\$ 4.598.720. Dan biaya capital (tangible) sebesar US\$ 2.843.980.

Pada analisa ini harga gas yang digunakan ketika telah mencapai IRR sebesar 12 %. Setelah mendapatkan harga gas yang sesuai maka dibandingkan antara jenis PSC yang akan digunakan pada 2 skenario rate produksi yang telah ditentukan. Jenis PSC tersebut antara lain PSC, PSC *No Cost Recovery*, dan *Sliding Scale PSC No Cost Recovery*. Dipilih yang ekonomis dan layak untuk dikembangkan. Untuk pemilihan harga gas yang digunakan pada kontrak yaitu sebesar US\$ 15,87 / MMBTU. Pemilihan ini didasari karena pada rate 100000 MSCFD memiliki harga gas yang lebih ekonomis daripada rate 80000 MSCFD pada saat keduanya mencapai IRR sebesar 12 %. Selanjutnya harga gas US\$ 15,87 / MMBTU ini digunakan pada dua skenario rate dan semua jenis PSC yang akan digunakan, hal ini dilakukan untuk melihat antara 3 jenis psc dan antara 2 skenario rate produksi plateau mana yang akan dipilih. Dengan harga gas tersebut terlihat pada jenis kontrak *Sliding Scale PSC No Cost Recovery* pada rate produksi 100000 MSCFD dengan kontrak selama 50 tahun yang paling ekonomis. Pemilihan kontrak antara 50 tahun dan 30 tahun, dipilihlah kontrak 50 tahun dibandingkan dengan 30 tahun karena pada kontrak selama 50 tahun setelah di analisa keekonomiannya mempunyai nilai NPV, IRR, dan PIR yang lebih baik daripada 30 tahun. Dilihat dari indikator keekonomiannya, maka *Sliding Scale PSC No Cost Recovery* yang paling ekonomis jika dibandingkan dengan jenis PSC yang lainnya. Diantara *Sliding Scale PSC No Cost Recovery* pada rate 100000 MSCFD dan 80000 MSCFD, pada rate 100000 MSCFD lebih ekonomis walaupun pada rate 80000 MSCFD mempunyai plateau produksi yang lebih lama dibandingkan pada rate 100000 MSCFD.

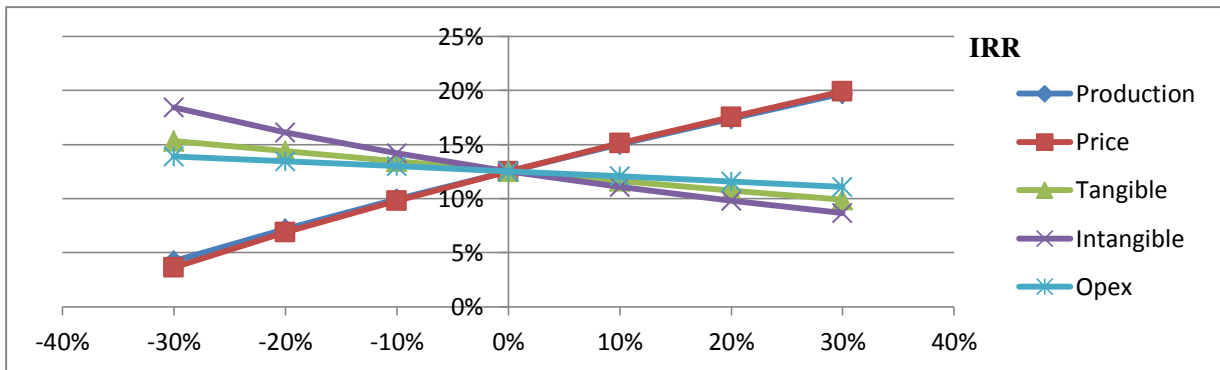
Hasil analisa *Sliding Scale PSC No Cost Recovery* kontrak 50 tahun pada rate produksi 100000 MSCFD diperoleh :

Economic Indicator	Contractor	Government
NPV @0%	3.252.365	3.915.819
NPV @10%	125.917	373.654
IRR	12,54%	
PIR	0,0254	

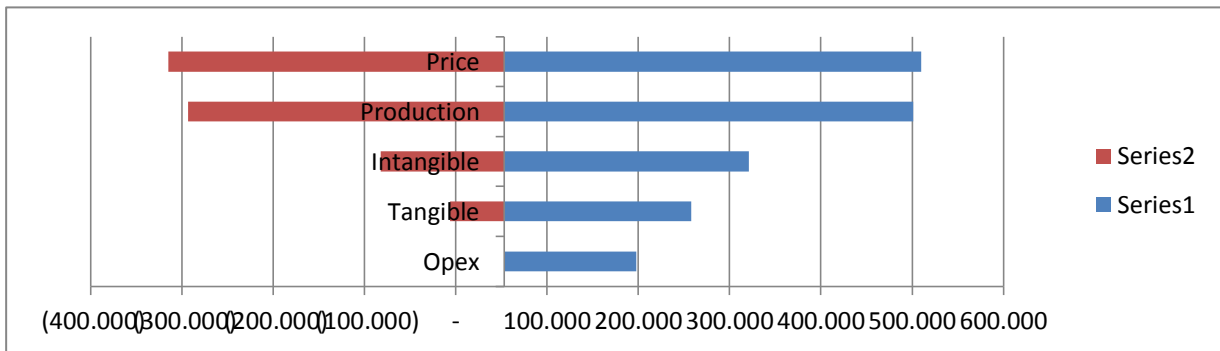
Dibawah ini adalah Sensitivitas NPV *Sliding Scale PSC No Cost Recovery*



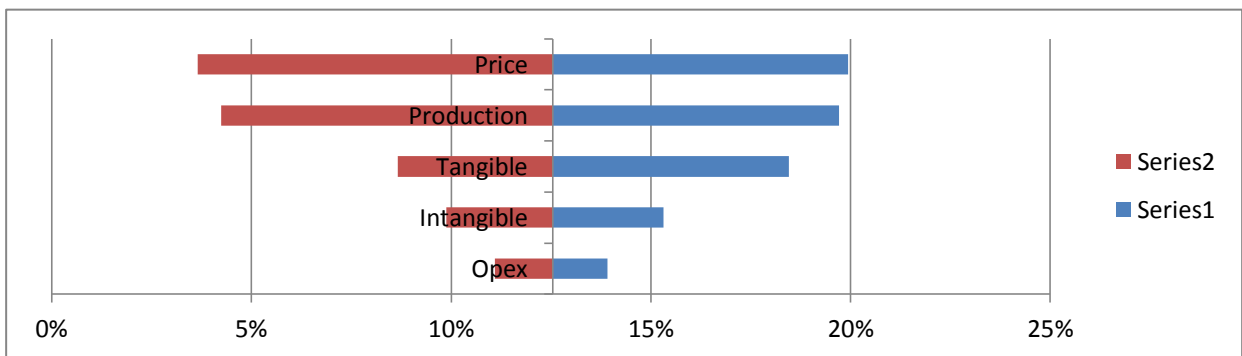
Dibawah ini adalah Sensitivitas IRR *Sliding Scale PSC No Cost Recovery*



Dibawah ini adalah Tornado Chart NPV *Sliding Scale PSC No Cost Recovery*



Berikut ini adalah Tornado Chart IRR *Sliding Scale PSC No Cost Recovery*



**Kesimpulan**

Berdasarkan hasil pembahasan yang telah disebutkan sebelumnya, didapat beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Pada lapangan CBM "X" ini dengan menjadwalkan ulang drilling schedule memiliki target pada rate produksi 100000 MSCFD dan 80000 MSCFD

2. Pada rate produksi 100000 MSCFD didapatkan plateau selama 12 tahun (Pada tahun ke 18 sampai tahun ke 29) dan 80000 MSCFD didapatkan plateau selama 22 tahun (Pada tahun ke 10 sampai tahun ke 31).
3. Pada analisa ini *Sliding Scale PSC No Cost Recovery* lebih layak atau ekonomis dibandingkan dengan PSC, dan PSC *No Cost Recovery*.
4. Pada analisa ini dipilih kontrak 50 tahun, karena kontrak 50 lebih ekonomis dibandingkan kontrak 30 tahun.
5. Pada analisa ini dipilih kontrak 50 tahun *Sliding Scale PSC No Cost Recovery* pada rate produksi 100000 MSCFD memiliki nilai NPV @10% sebesar US\$ 125917, IRR sebesar 12,54%, PIR sebesar 0,0254.

### Daftar Simbol

CAPEX	= Capital Expenditures
ETS	= Equity to be Split
FTP	= Forst Tranche Petroleum
IRR	= Internal Rate of Return
OPEX	= Operating Expenditures
PIR	= Profit Invesment Ratio
POT	= Pay Out Time

### Daftar Pustaka

Edwart, Johan, "Laporan Proposal Eksplorasi Batubara", Jambi, 2013.

Kristadi, Heribertus Joko et.al, "Gas Metana Batubara Energi Baru Untuk Rakyat". Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi LEMIGAS, Jakarta, 2012.

Saputra, Aulia Nugraha, "Kajian Kontrak Migas *Non Cost Recovery*", Tugas – Akhir Teknik Perminyakan ITB, Bandung, 2008.

Satyana et.al, "An Outline Of The Geology Of Indonesia", 1999.

Shinta Airlangga, Sri, "Analisa Keekonomian Kontrak Bagi Hasil Pengelolaan Lapangan "S" Dengan Menggunakan Kontrak Kerja Sama Operasi", Tugas – Akhir Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi Universitas Trisakti, Jakarta, 2008.

Sudono, "Analisis Kebijakan Kontrak Dan Harga Gas Metana Batubara (Coalbed Methane / CBM) Di Indonesia", Tesis – Program Studi Teknik Perminyakan ITB, Bandung, 2008.

[ekonomi-migas.blogspot.com](http://ekonomi-migas.blogspot.com)

[www.googleearth.com/kalimantantimur](http://www.googleearth.com/kalimantantimur)

[www.petroleumstudies.wordpress.com/coalbed-methane-cbm](http://www.petroleumstudies.wordpress.com/coalbed-methane-cbm)

[www.skkmigas.co.id/laporan-tahunan-2012](http://www.skkmigas.co.id/laporan-tahunan-2012)