

## ANALISIS KEEKONOMIAN PSC NO COST RECOVERY DAN PENGARUH PENGGUNAAN *SLIDING SCALE SHARE BEFORE TAX* PADA PENGEMBANGAN LAPANGAN CBM “Z” DI CEKUNGAN KUTAI

Ahmad Fiqri dan Syamsul Irham  
Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti

### Abstrak

Pada perhitungan keekonomian lapangan CBM “Z” dengan menggunakan sistem PSC *No Cost Recovery* pada harga gas 6 US\$/MMBTU maupun dengan menggunakan sistem *Sliding Scale PSC No Cost Recovery* pada harga gas 6 US\$/MMBTU dilihat dari hasil indikator – indikator keekonomiannya, lapangan CBM “Z” tidak ekonomis atau tidak layak untuk dikembangkan. Dikarenakan dengan harga gas 6 US\$/MMBTU lapangan CBM “Z” tidak ekonomis, selanjutnya dianalisis perhitungan keekonomiannya dengan menggunakan harga gas sebesar 14 US\$/MMBTU. Harga tersebut dimasukkan kedalam perhitungan keekonomian dengan sistem PSC *No Cost Recovery* dan sistem *Sliding Scale PSC No Cost Recovery*, dan hasil yang didapat pada sistem PSC *No Cost Recovery* yaitu IRR sebesar 5% dan pada sistem *Sliding Scale PSC No Cost Recovery* yaitu IRR sebesar 12%. Pada tahap akhir dilakukan analisis sensitivitas. Analisis sensitivitas dilakukan pada model sistem PSC yang dikatakan paling cocok atau paling tepat untuk pengembangan lapangan CBM “Z”. Analisis sensitivitas dilakukan pada sistem *Sliding Scale PSC No Cost Recovery* dengan harga gas sebesar 14 US\$/MMBTU.

**Kata kunci** : Keekonomian, Sliding Scale PSC No Cost Recovery

### Pendahuluan

*Coal Bed Methane* (CBM) adalah suatu bentuk gas alam yang berasal dari batubara (*coal*). Istilah CBM ini merujuk kepada gas metana yang teradsorpsi ke dalam matriks padat batubara. Gas ini digolongkan *sweet gas*, sebab tidak mengandung hidrogen sulfida ( $H_2S$ ). Keberadaan gas ini diketahui dari pertambangan batubara di bawah permukaan bumi. *Coal Bed Methane* berbeda dari *sandstone* biasa dan reservoir konvensional lainnya, sebab gasnya tersimpan di dalam batuan melalui proses adsorpsi. Metananya berada dalam keadaan yang hampir cair di sekeliling dalam pori-pori batubara. Rekanan-rekanan terbuka di dalam batubaranya (yang disebut *cleats*) dapat pula mengandung gas atau tersaturasi oleh air.

*Coal Bed Methane* (CBM) merupakan sumber energi yang relatif masih baru. Sumber energi ini merupakan salah satu energi alternatif yang dapat diperbaharui penggunaannya. Gas metana yang diambil dari lapisan batubara ini dapat digunakan sebagai energi untuk berbagai kebutuhan manusia. Walaupun dari energi fosil yang tidak terbaharukan, tetapi gas ini terus terproduksi bila lapisan batubara tersebut ada.

### Problem Statement

Sebagaimana kita ketahui, batubara di Indonesia cadangan dan produksinya cukup menjanjikan dan proyek CBM ini akan digarap secara besar – besaran di tahun – tahun mendatang. Namun, sudah adakah bentuk kontrak bagi hasil atau *Production Sharing Contract* (PSC) yang tepat serta layak untuk mengatur keberhasilan proyek *Coal Bed Methane* (CBM). Pada saat ini proyek CBM menggunakan kontrak bagi hasil yaitu PSC *Existing 55 : 45*. PSC *Existing* biasanya digunakan untuk menunjang proyek minyak dan gas bumi. PSC *Existing* tidak tepat untuk proyek pengembangan lapangan CBM, karena pada saat ini pengembangan CBM di Indonesia tidak menunjukkan *trend* yang menggembirakan. Salah satu faktor penyebabnya adalah kontraktor menilai model kontrak CBM saat ini tidak mampu memberikan kelayakan ekonomi yang wajar bagi kontraktor dan juga kondisi pengembangan CBM saat ini baik aspek produksi maupun

aspek biaya sudah tidak sesuai lagi dengan pada saat dilakukan *joint study* atau *joint evaluation* sebagai syarat mendapatkan WK (Wilayah Kerja) CBM. Diperlukan PSC dengan modifikasi tertentu untuk layak digunakan pada proyek pengembangan lapangan CBM.

Maka akan dianalisa perbandingan PSC *No Cost Recovery* dan *Sliding Scale PSC No Cost Recovery* untuk pengembangan lapangan CBM. Selanjutnya Penulis akan membandingkan hasil kedua bentuk PSC tersebut dengan berdasarkan indikator – indikator keekonomiannya. Dari hasil perbandingan tersebut akan dipilih bentuk PSC yang paling layak untuk pengembangan lapangan CBM, khususnya lapangan CBM di Indonesia.

## Teori Dasar

Gas Metana Batubara (GMB) atau *Coal bed methane* (CBM) adalah gas bumi (hidrokarbon) dengan gas metana merupakan komposisi utamanya yang terjadi secara alamiah dalam proses pembentukan batubara (*coalification*) dalam kondisi terperangkap dan terserap pada lapisan batubara. Proses terbentuknya GMB berasal dari material organik tumbuhan tinggi, melalui beberapa proses kimia dan fisika (dalam bentuk panas dan tekanan secara menerus) yang berubah menjadi gambut dan akhirnya terbentuk batubara.

Selama berlangsungnya proses pematangan dan pematangan, material organik akan mengeluarkan air, CO<sub>2</sub>, gas metana dan gas lainnya. Selain melalui proses kimia, GMB dapat terbentuk dari aktivitas bakteri metanogenik dalam air yang terperangkap dalam batubara khususnya lignit. Kandungan gas pada GMB sebagian besar berupa gas metana dengan sedikit gas hidrokarbon lainnya dan gas non-hidrokarbon.

Sistem *Production Sharing Contract* (PSC) merupakan pengganti dari sistem kontrak karya yang tidak sesuai dengan amanat UUD 1945. Manajemen perusahaan dan kegiatan operasi minyak dan gas bumi pada sistem PSC berada di tangan pemerintah.

Production Sharing Contract (PSC) adalah suatu bentuk kerja sama yang merupakan acuan dari Undang-undang No. 22 tahun 2001. 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.

*Sliding scale* yaitu perubahan *split* (bagi hasil) mengikuti perubahan produksi maupun harga. Pada *sliding scale*, kontraktor minyak dan gas bumi akan memperoleh persentase bagi hasil lebih tinggi apabila tingkat produksi lebih besar di atas standar. Persentase bagi hasil kontraktor akan berbeda saat memproduksi 50 ribu barel dan saat kontraktor memproduksi minyak 100 ribu barel per hari atau 200 ribu barel per hari. Konsep *sliding scale* memberikan peluang kepada perusahaan migas kecil untuk ikut ambil bagian dalam kontrak PSC.

NPV dapat dikatakan sebagai jumlah keuntungan bersih yang dinilai pada waktu sekarang yang dihitung berdasarkan suatu harga bunga (*interest rate*) tertentu. Dari nilai NPV dapat dinilai kelayakan suatu proyek. Apabila NPV bernilai positif, maka menunjukkan proyek tersebut layak dijalankan, karena memberikan keuntungan. Namun sebaliknya jika NPV bernilai negatif, maka proyek tak layak dijalankan karena akan memberikan kerugian secara ekonomis. Apabila NPV = 0, berarti investasi tersebut menghasilkan *internal rate of return* yang sama besarnya dengan harga yang digunakan. *Net Present Value* dapat dinyatakan dengan :

$$NPV = C_0 + \frac{C_1}{(1+i)^1} + \frac{C_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{C_n}{(1+i)^n}$$

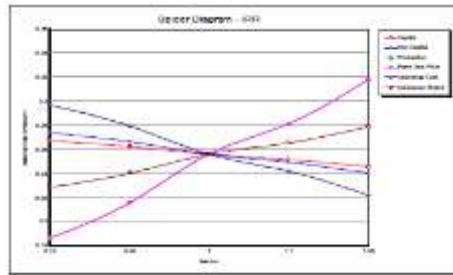
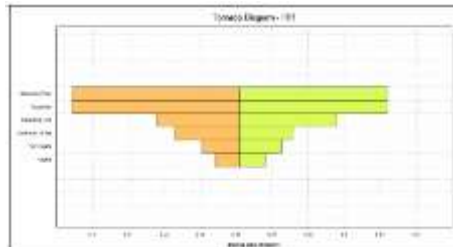
*Internal Rate of Return* (IRR) didefinisikan sebagai harga bunga yang menyebabkan harga semua *cash inflow* sama besarnya dengan *cash outflow* bila *cash flow* ini didiskon untuk suatu waktu tertentu. Dengan kata lain IRR adalah tingkat suku bunga yang menyebabkan NPV = 0. IRR dapat dinyatakan dengan:

$$\sum_{n=0}^j \frac{C_n}{(1+IRR)^n} = 0$$

Untuk menghitung IRR umumnya dilakukan dengan pendekatan coba - coba (*trial and error*) yaitu menentukan NPV pada beberapa tingkat diskon sampai diperoleh nilai NPV negatif dan positif, kemudian dilakukan interpolasi dimana NPV sama dengan nol. Kelemahan konsep IRR adalah pada kenyataan bahwa IRR tidak dapat dipakai untuk mempertimbangkan resiko secara eksplisit. IRR juga tidak memberikan informasi mengenai jumlah biaya yang terlibat dalam proyek dan berapa lama *Pay Out Time* akan tercapai.

Analisis sensitivitas adalah suatu cara yang digunakan untuk melihat pengaruh perubahan – perubahan terhadap indikator keekonomian. Analisis sensitivitas dapat juga menunjukkan bagaimana pengaruhnya terhadap keuntungan yang bisa didapat dari suatu investasi.

Biasanya analisis sensitivitas menggunakan dua *chart* atau diagram yaitu, *spider chart* dan *tornado chart*. *Spider chart* bermanfaat untuk menyajikan data atau informasi yang memberikan gambaran mengenai perbandingan elemen – elemen dari dua atau lebih obyek yang hendak diperbandingkan. *Tornado chart* sedikit berbeda dengan *spider chart*, *tornado chart* pada dasarnya menggunakan *bar chart* yang dimanipulasi sehingga gambar berubah dari *bar chart* menjadi bentuk *tornado*. Karena manipulasi untuk tujuan tertentu maka berbagai alternatif manipulasi bisa dilakukan sesuai dengan tujuan.

Gambar 1 Contoh *Spider Chart*Gambar 2 Contoh *Tornado Chart*

### Hasil dan Pembahasan

Lapangan CBM “Z” memiliki perkiraan cadangan sebesar 1000 BCF dengan jumlah produksi CBM sebanyak 944.136 MMSCF dengan total biaya sebesar US\$M 5.629.900 yang terdiri dari biaya *tangible* sebesar US\$M 2.294.860 dan biaya *intangible* sebesar US\$M 3.335.040, serta jumlah opex sebesar US\$M 3.568.812.

Dari perhitungan keekonomian lapangan CBM “Z” menggunakan sistem *PSC No Cost Recovery* dengan *project life* selama 50 tahun dan harga gas sebesar 6 US\$/MMBTU didapat hasil sebagai berikut :

- -Government NPV @0% = 567.482
- -Government NPV @10% = 84.388
- -Contractor NPV @0% = (4.101.378)
- -Contractor NPV @10% = (1.176.761)
- -IRR = #DIV/0!
- -PIR = (0,2090)

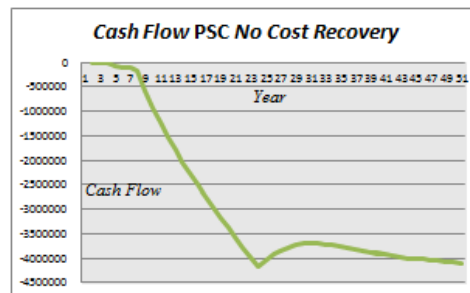
Selanjutnya perhitungan keekonomian lapangan CBM “Z” menggunakan sistem *PSC No Cost Recovery* dengan *project life* selama 30 tahun dan harga gas sebesar 6 US\$/MMBTU didapat hasil sebagai berikut :

- -Government NPV @0% = 498.965
- -Government NPV @10% = 81.685
- -Contractor NPV @0% = (3.697.542)
- -Contractor NPV @10% = (1.166.807)
- -IRR = #DIV/0!
- -PIR = (0,2073)

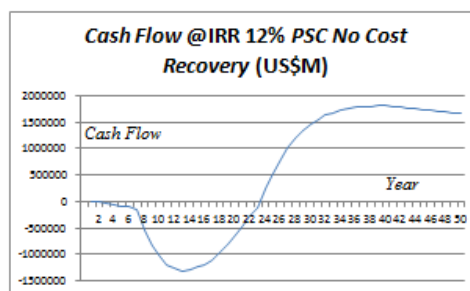
Perhitungan keekonomian lapangan CBM “Z” menggunakan sistem *PSC No Cost Recovery* dengan *project life* selama 50 tahun dan harga gas sebesar 14 US\$/MMBTU didapat hasil sebagai berikut :

- -Government NPV @0% = 2.459.278
- -Government NPV @10% = 279.682
- -Contractor NPV @0% = 1.559.915

- -Contractor NPV @10% = (259.009)
- -IRR = 5%
- -PIR = (0,0460)



Gambar 3 Grafik *Cash Flow PSC No Cost Recovery* (Harga Gas 6 US\$/MMBTU)



Gambar 4 Grafik *Cash Flow PSC No Cost Recovery (@IRR 12%)*

Dari perhitungan keekonomian lapangan CBM “Z” menggunakan sistem *Sliding Scale PSC No Cost Recovery* dengan *project life* selama 50 tahun dan harga gas sebesar 6 US\$/MMBTU didapat hasil sebagai berikut :

- -Government NPV @0% = 773.963
- -Government NPV @10% = 86.648
- -Contractor NPV @0% = (2.468.117)
- -Contractor NPV @10% = (793.589)
- -IRR = #DIV/0!
- -PIR = (0,1762)

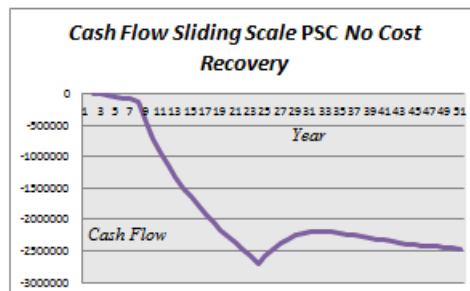
Selanjutnya perhitungan keekonomian lapangan CBM “Z” menggunakan sistem *Sliding Scale PSC No Cost Recovery* dengan *project life* selama 30 tahun dan harga gas sebesar 6 US\$/MMBTU didapat hasil sebagai berikut :

- -Government NPV @0% = 636.931
- -Government NPV @10% = 81.243
- -Contractor NPV @0% = (2.199.861)
- -Contractor NPV @10% = (787.788)
- -IRR = #DIV/0!
- -PIR = (0,1749)

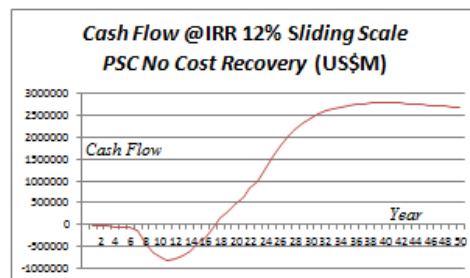
Perhitungan keekonomian lapangan CBM “Z” menggunakan sistem *Sliding Scale PSC No Cost Recovery* dengan *project life* selama 50 tahun dan harga gas sebesar 14 US\$/MMBTU didapat hasil sebagai berikut :

- -Government NPV @0% = 3.286.525
- -Government NPV @10% = 334.883
- -Contractor NPV @0% = 2.572.410

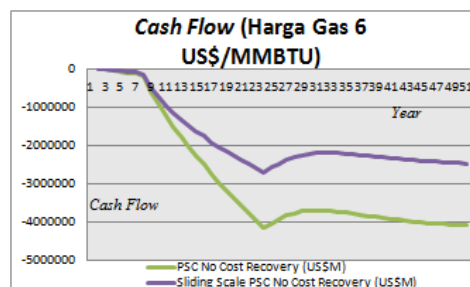
- -Contractor NPV @10% = 71.221
- -IRR = 12%
- -PIR = 0,0158



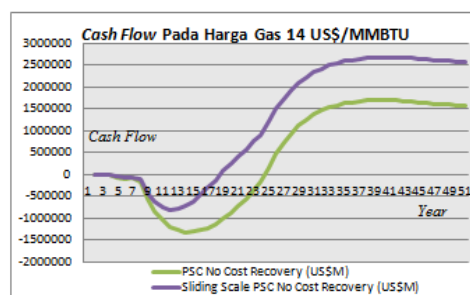
Gambar 5 Grafik *Cash Flow Sliding Scale PSC No Cost Recovery* (Harga Gas 6 US\$/MMBTU)



Gambar 6 Grafik *Cash Flow Sliding Scale PSC No Cost Recovery (@IRR 12%)*



Gambar 7 Grafik *Cash Flow Pada Harga Gas 6 US\$/MMBTU*



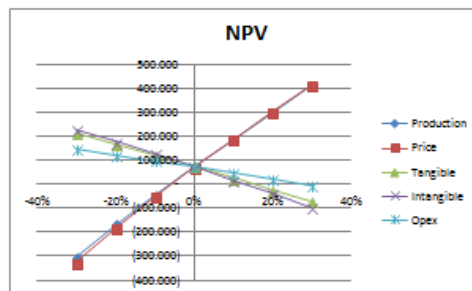
Gambar 8 Grafik *Cash Flow Pada Harga Gas 14 US\$/MMBTU*

Harga gas 14 US\$/MMBTU dijadikan acuan untuk menentukan IRR 12% pada sistem *Sliding Scale PSC No Cost Recovery*, karena 14 US\$/MMBTU adalah harga gas terendah untuk mencapai IRR 12% dibandingkan dengan 18 US\$/MMBTU pada sistem *PSC No Cost Recovery*.

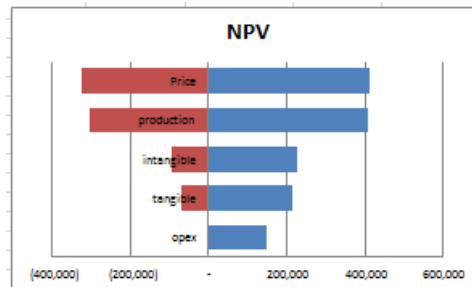
Proyek dikatakan sudah mulai profit atau ekonomis jika nilai IRR sudah diatas dari nilai *Discount Factor* (10%) dan ditambah dengan *Risk Factor* (2% - 5%). Maka dipilihlah IRR 12%, lalu IRR 12% dibandingkan dengan harga gas pada setiap sistem PSC untuk menentukan sistem PSC yang paling ekonomis atau paling cocok untuk pengembangan lapangan CBM “Z”.

Pada sistem *Sliding Scale PSC No Cost Recovery* untuk IRR 12% dibutuhkan harga gas sebesar 14,2 US\$/MMBTU dan untuk IRR 15% dibutuhkan harga gas sebesar 15,8 US\$/MMBTU.

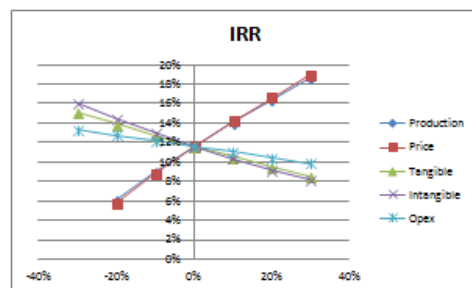
Analisis sensitivitas dilakukan pada sistem *Sliding Scale PSC No Cost Recovery project life 50 tahun* dengan harga gas 14 US\$/MMBTU dengan penurunan sebesar 30% dan kenaikan sampai 30%.



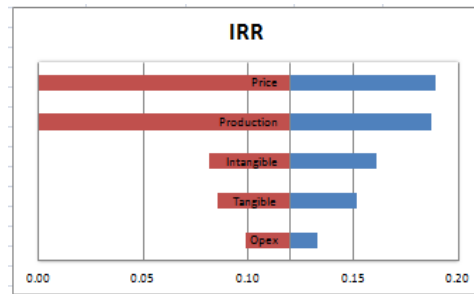
Gambar 9 Spider Chart Sensitivitas NPV



Gambar 10 Tornado Chart Sensitivitas NPV



Gambar 11 Spider Chart Sensitivitas IRR



Gambar 12 Tornado Chart Sensitivitas IRR

## Kesimpulan

Kesimpulan yang didapat dari hasil analisis perhitungan keekonomian dalam tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Dengan melihat hasil nilai NPV dan IRR pada PSC *No Cost Recovery* dan *Sliding Scale PSC No Cost Recovery*, lapangan CBM "Z" dengan harga gas 6 US\$/MMBTU tidak ekonomis atau tidak layak untuk dikembangkan.
2. Berdasarkan analisis perhitungan keekonomian, *Sliding Scale PSC No Cost Recovery* lebih cocok atau lebih tepat digunakan sebagai sistem PSC untuk pengembangan lapangan CBM "Z".
3. Dengan harga gas 14 US\$/MMBTU pada perhitungan keekonomian dengan menggunakan *Sliding Scale PSC No*
4. *Cost Recovery*, lapangan CBM "Z" lebih ekonomis dan dapat dikembangkan.
5. Harga sebesar 14 US\$/MMBTU untuk CBM masih dapat dikatakan ekonomis jika dibandingkan dengan harga jenis sumber energi lain.
6. Analisis sensitivitas menunjukkan jumlah produksi dan harga gas paling berpengaruh terhadap nilai NPV dan IRR dari perhitungan keekonomian lapangan CBM "Z" dan selanjutnya nilai NPV dan IRR tersebut digunakan untuk menentukan keuntungan dari penanaman modal investasi.

## Daftar Pustaka

Anggraini, Rika Ayu."Analisa Keekonomian Put On Production (POP) Pada Sumur Gas di Lapangan Lengowangi".Tugas Akhir.Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi Universitas Trisakti.Jakarta.2009.

Edwart, Johan."Laporan Proposal Eksplorasi Batubara di Cekungan Kutai Kalimantan Timur".Jurusan Geologi Pertambangan SMK Dharma Bhakti 1 Jambi.Jambi.2013.

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

4Lubiantara, Benny."Ekonomi Migas Tinjauan Aspek Komersial Kontrak Migas".PT Gramedia Widiasarana Indonesia. Jakarta.2012.

Saputra, Aulia Nugraha."Kajian Kontrak Migas *Non Cost Recovery*".Program Studi Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Pertambangan dan Perminyakan Institut Teknologi Bandung.Bandung.2008.



Sudono."Analisa Kebijakan Kontrak dan Harga Gas Metana Batubara (*Coalbed Methane/CBM*) Di Indonesia". Program Studi Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Pertambangan dan Perminyakan Institut Teknologi Bandung.Bandung.2008.

Supriyadi."Studi Keekonomian Rencana Pengembangan Lapangan Kerendan".Tugas Akhir.Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi Universitas Trisakti.Jakarta.2009.

[www.google.co.id/maps/place/East+Kalimantan](http://www.google.co.id/maps/place/East+Kalimantan)

[www.id.wikipedia.org/wiki/Muara\\_Badak,\\_Kutai\\_Kartanegara](http://www.id.wikipedia.org/wiki/Muara_Badak,_Kutai_Kartanegara)

[www.sfe.uajy.net/fs/as/?p=4176](http://www.sfe.uajy.net/fs/as/?p=4176)

[www.skkmigas.go.id/publikasi/laporan-tahunan](http://www.skkmigas.go.id/publikasi/laporan-tahunan)

[www.ycharts.com/indicators/japan\\_liquefied\\_natural\\_gas\\_import\\_price](http://www.ycharts.com/indicators/japan_liquefied_natural_gas_import_price)