

ANALISA KEEKONOMIAN PENGEMBANGAN SHALE HIDROKARBON DI INDONESIA

Muhammad Aulia Rizki Agsa¹⁾, Trijana Kartoatmodjo²⁾, Siti Nuraeni E. Sibuea³⁾

1) Mahasiswa Teknik Perminyakan Universitas Trisakti

2) Pembimbing Skripsi Teknik Perminyakan Universitas Trisakti

3) Pembimbing Skripsi Teknik Perminyakan Universitas Trisakti

auliaagsa1@gmail.com

trijana52@gmail.com

sitinuraeni@trisakti.ac.id

Abstrak

Industri Migas di seluruh dunia memiliki peranan yang penting dalam perekonomian negara tidak terkecuali di Indonesia. Dikarenakan pada tahun 2014 harga minyak dan gas bumi di pasaran dunia menurun signifikan. Karena jumlah produksi dari minyak dan gas bumi yang berlebihan. Sampai tahun 2010, teknologi *shale oil* telah berhasil menurunkan biaya produksi menjadi dibawah 40 US\$ per *barrel*. Mulailah Amerika memproduksi *shale oil* dan *shale gas* secara besar-besaran. Untuk itulah, peneliti melakukan studi analisis mengenai metode untuk mempercepat pengembangan *shale* hidrokarbon di Indonesia. Strategi yang agresif perlu dilakukan karena besarnya kekuatan dan peluang di bidang *shale* hidrokarbon yang harus dimanfaatkan. Sistem bagi hasil di Indonesia perlu diubah menggunakan *Gross PSC with Sliding Scale*, hal tersebut dapat memberikan keekonomian yang menarik kepada kontraktor. Kontraktor bisa mendapatkan IRR yang cukup tinggi. Selain itu mempermudah perizinan menjadi "1 pintu 1 izin", dan statement formal dari pemerintah untuk membuat harga dari minyak dari *shale oil* dan harga gas dari *shale gas* yang memerlukan harga khusus untuk membuat kontraktor tertarik sehingga nantinya dapat memberikan keuntungan yang lebih besar kepada Indonesia.

Kata kunci : *ekonomi Migas, shale hidrokarbon, production sharing contract, perbandingan sistem kontrak.*

Pendahuluan

Di industri migas, adanya migas non-konvensional, seperti: *shale oil, oil sand, shale gas, tight sand* dan *coal-bed methane* (gas metana batubara), sebenarnya bukanlah sesuatu yang baru. Potensi migas non-konvensional yang kaya organik di beberapa perusahaan migas selama ini sudah teridentifikasi namun relatif diabaikan karena sangat rendahnya permeabilitas yang mencerminkan kesulitan untuk mengalirkan migas tersebut. Sumber daya migas non-konvensional ini sangat besar, berbeda dengan migas konvensional, dimana keberhasilan eksplorasi menjadi salah satu kunci sukses utama. Pada migas non-konvensional karena lokasi sumber daya sudah teridentifikasi, isu utamanya adalah apakah cukup ekonomis memproduksi akumulasi lapisan tersebut. Aplikasi teknologi peretakan (*fracturing*) dan pemboran *horizontal* yang umum digunakan pada sumur migas konvensional, merupakan terobosan dalam rangka memproduksi akumulasi migas non-konvensional.

Namun pihak Kontraktor Migas Nonkonvensional di Indonesia (melalui *Indonesia Petroleum Association/IPA*) berpendapat tantangan pengembangan Migas Nonkonvensional mungkin terjadi karena belum mantapnya kebijakan fiskal di Indonesia dan tingginya biaya awal pengembangan migas nonkonvensional memerlukan suatu harga untuk membayar gas yang diproduksi mendekati harga LNG di Asia saat ini. Investor ingin kepastian bahwa mereka akan memperoleh return yang cukup atas resiko proyek yang ada. Salah satu sebab lambatnya pengembangan Migas Nonkonvensional di Wilayah Kerja eksisting di Indonesia adalah karena Kontraktor/operator tidak yakin bahwa

mereka akan diperbolehkan mengakses pasar internasional dan karena mereka harus berhadapan dengan harga domestik yang lebih rendah sehingga akan membuat proyek mereka tidak ekonomis. Jika Gas Non konvensional dapat masuk ke pasar domestik, pada awalnya Pemerintah memerlukan jaminan bahwa harganya akan sama dengan harga ekspor. Dalam jangka panjang biaya pengembangan akan berkurang. Oleh karena itu, Kontraktor pengembangan Migas Non Konvensional (CBM maupun *Shale* Hidrokarbon) mencoba mengajukan usulan insentif *fiscal* (disamping non *fiscal*) yang diperlukan untuk pengembangan migas non konvensional

Studi Pustaka

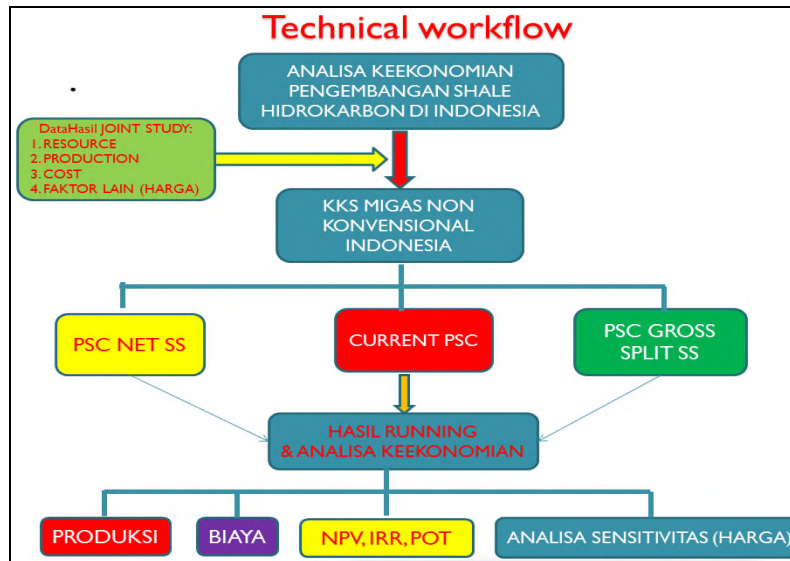
Reservoir gas nonkonvensional adalah istilah yang biasa di gunakan untuk merujuk kepada reservoir dengan permeabilitas yang sangat rendah (*low-permeability*) yang menghasilkan gas bumi (*dry natural gas*). Pada umumnya reservoir *low-permeability* yang telah dikembangkan merupakan reservoir batupasir, namun dalam jumlah yang signifikan, gas juga dapat diproduksi dari reservoir karbonat (*carbonate*), serpih (*shale*), dan batubara (*coalbed*). Salah satu cara untuk mendefinisikan gas nonkonvensional adalah "gas alam yang tidak dapat diproduksi pada laju alir maupun dalam volume gas bumi yang ekonomis kecuali dilakukan metode *hydraulic-fracturing* yang cukup besar, atau dengan pemboran sumur *horizontal*, atau dengan melakukan pemboran sumur *multilateral* atau dengan metode lainnya sehingga gas dapat diproduksi pada tingkat komersial.

Shale Oil adalah minyak bumi yang berasal dari organisme yang terendapkan di batuan serpih. Batuan *shale* tersebut terbentuk sejak 300 juta hingga 400 juta tahun yang lalu selama periode prasejarah dalam sejarah bumi dimana *shale* tersimpan sebagai endapan lumpur dibawah bagian bumi yang tidak tertutup oleh air.

Pada waktu yang sama dengan terbentuknya *shale* ini, tumbuh tumbuhan mati mulai terurai menjadi zat organik di dalam tanah. Beberapa metana yang terbentuk dari zat organik yang terkubur dengan batuan sedimen akan keluar melalui lapisan batuan pasir (*tight sand*) yang berdekatan dengan *shale* membentuk minyak bumi dan gas alam yang mudah diekstraksi. Namun sebagian dari minyak dan gas alam tersebut terperangkap di dalam lapisan batuan *shale* yang kemudian dikenal sebagai *shale oil*.

Metode Penelitian

Data yang diperlukan dalam melakukan analisa keekonomian pengembangan *shale* hidrokarbon di Indonesia dengan menggunakan sistem kontrak Psc tahun 2010, *Net Psc With Sliding Scale* dan *Gross Psc With Sliding Scale* adalah data cadangan, *profil* produksi, data opex, data capex dan faktor lain seperti harga. Profil produksi di dapat dari perhitungan secara terbatas yang telah dilakukan sebelumnya dengan mempertimbangkan data-data lapangan yang belum sepenuhnya representatif dan beberapa asumsi, semata hanya untuk menunjang perhitungan dan analisis keekonomian proyek, yang merupakan inti dari Tugas Akhir ini. Biaya investasi dan operasi diasumsikan dengan mengacu pada referensi Tugas Akhir dan laporan resmi yang telah ada. Dengan data tersebut dapat di hitung dan di analisa keekonomian proyek. Setelah di hitung dan di analisa keekonomian proyek dapat dilakukan pengkajian opsi kontrak kerja sama yang layak bagi pengembangan lapangan di daerah Pulau Sumatera, Jawa dan Kalimantan. Setelah dilakukan pengkajian maka dibandingkan model kontrak kerja sama mana yang lebih menguntungkan ke pemerintah dan tidak merugikan kontraktor. Dengan menggunakan data dari 3 daerah di pulau Sumatera, Jawa dan Kalimantan dengan melakukan perhitungan dan analisa keekonomian maka di dapat hasil NPV, IRR, POT dan analisa sensitivitas. Dengan hasil tersebut dapat disimpulkan kontrak kerja sama mana yang lebih menguntungkan pemerintah dan tidak merugikan kontraktor.



Gambar 1. Flowchart

Hasil dan Pembahasan

Pada dasarnya analisa keekonomian ini dilakukan untuk mengevaluasi dan melihat berapa besar potensial pendapatan dari Pemerintah dan kontraktor dari proyek *Shale* Hidrokarbon. Analisa ini dilakukan dengan menggunakan tiga pulau yang berbeda dengan berbagai macam sistem bagi hasil, seperti PSC Tahun 2010, *Net PSC with Sliding Scale* dan *Gross PSC with Sliding Scale*, Pulau - Pulau yang dibandingkan adalah:

1. Pulau Sumatera	409 wells	1,20 Tcf	104,67 MMBO
2. Pulau Jawa	369 wells	0,92 Tcf	85,20 MMBO
3. Pulau Kalimantan	266 wells	1,43 Tcf	74,76 MMBO

Pulau - pulau tersebut telah dijelaskan bahwa memiliki perbedaan dalam jumlah sumur dan cadangannya hal ini membuat setiap pulau di atas memiliki profil pengembangan lapangan yang berbeda beda pula.

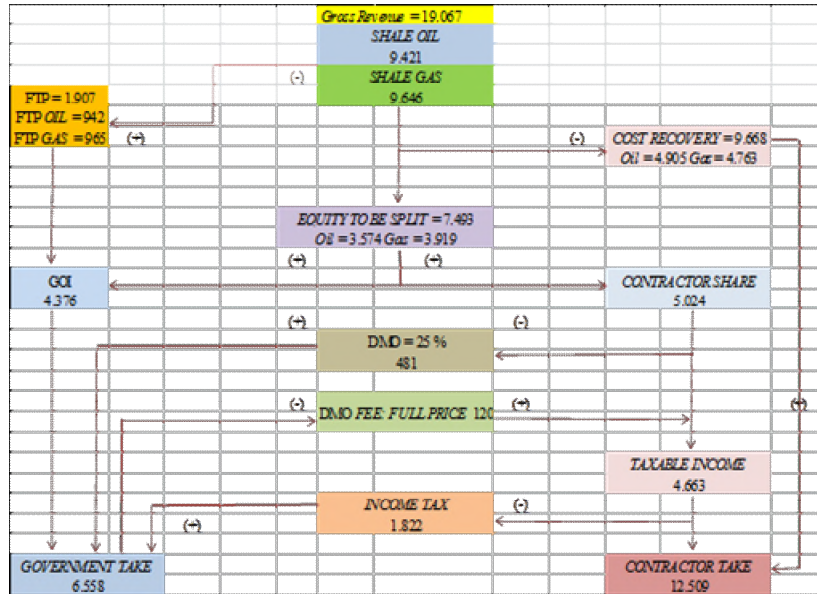
Apabila dikembangkan semaksimal mungkin dengan harga *crude oil* minimal sebesar 90 US\$/BBL dan gas sebesar 7 US\$/MMBTU dapat menghasilkan *Gross Revenue* di Pulau Sumatera 19,07 milyar US\$, Pulau Jawa 14,77 milyar US\$ dan Pulau Kalimantan 18,28 milyar US\$. Ini jumlah yang sangat signifikan bagi Negara Indonesia. Kebutuhan *supply* energi di masa mendatang bisa terpenuhi, bahkan hal ini dapat mengurangi defisit Negara dan menjadi pemasukan utama. Dengan jumlah Produksi kumulatif minyak di Pulau Sumatera sekitar 105 MMBBLS dan gas 1.196 BCF, Produksi kumulatif minyak di Pulau Jawa sekitar 85 MMBBLS dan gas 923 BCF dan Produksi kumulatif minyak di Pulau Kalimantan sekitar 75 MMBBLS dan gas 1.428 BCF maka dibutuhkan calon pembeli dalam jumlah yang besar. Hal tersebut membutuhkan waktu yang lama untuk mencari pembeli sampai mendapatkan sebuah kesepakatan bersama. Ditambah dengan Permen ESDM No.36 Tahun 2008 yang membuat sedikitnya ada 65 perizinan yang harus dilalui membuat waktu terbuang percuma. Bukan hanya itu Permen ESDM No. 5 Tahun 2012 tentang Tata Cara Penetapan dan Penawaran Wilayah Kerja Minyak dan Gas Bumi Nonkonvensional, memprioritaskan pelaku industri migas konvensional dibandingkan nonkonvensional untuk area terbuka membuat perkembangan Industri *Shale* Hidrokarbon di Indonesia menjadi tambah sulit.

Masalah lainnya adalah kebutuhan pengadaan barang dan jasa pada lapangan di Pulau Sumatera tersebut yang membutuhkan biaya, yaitu *Capex Tangible* sekitar 2.046 MM US\$, *Capex Intangible* sekitar 5.691 MM US\$ dan *OPEX* sebesar 1.804 MM US\$

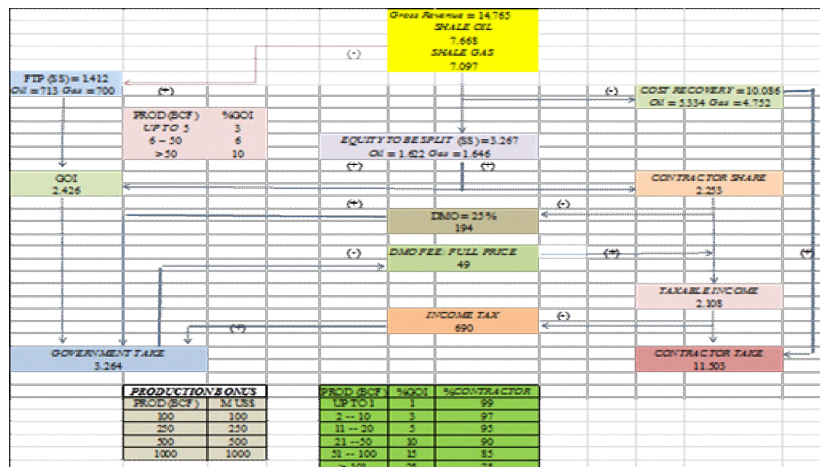
sehingga total pengeluaran sekitar 9.714 MM US\$, pada lapangan di Pulau Jawa tersebut yang membutuhkan biaya, yaitu *Capex Tangible* sekitar 1.897 MM US\$, *Capex Intangible* sekitar 5.097 MM US\$ dan *OPEX* sebesar 2.949 MM US\$ sehingga total pengeluaran sekitar 10.099 MM US\$, pada lapangan di Pulau Kalimantan tersebut yang membutuhkan biaya, yaitu *Capex Tangible* sekitar 1.397 MM US\$, *Capex Intangible* sekitar 3.487 MM US\$ dan *OPEX* sebesar 4.992 MM US\$ sehingga total pengeluaran sekitar 9.988 MM US\$. Dengan sistem bagi hasil migas konvensional dan harga gas saat ini sangat kurang cocok untuk diterapkan pada industri *Shale* Hidrokarbon, karena dari perhitungan keekonomian lapangan *Shale* Hidrokarbon di Indonesia, apabila menggunakan sistem PSC Tahun 2010 dengan harga minyak saat ini yakni sekitar 40-50 US\$/BBL dan gas saat ini yakni sekitar 3-5 US\$/MMBTU dan diproduksi selama 30 tahun (sesuai dengan periode kontrak di Indonesia) kontraktor tidak akan mendapatkan POT (*Pay Out Time*), dikarenakan dari awal sudah rugi.

Proyek dikatakan sudah mulai *profit* atau ekonomis apabila nilai IRR sudah diatas dari nilai *Discount Factor* (10%) dan ditambah dengan *Risk Factor* (2% -5%). Maka minimal IRR yang menarik bagi kontraktor adalah 12%. Pada bagian sebelumnya peneliti telah membandingkan IRR, GT (*Government Take*), dan CT (*Contractor Take*) dengan 3 sistem bagi hasil PSC yang pernah direkomendasikan di Indonesia, yaitu *PSC Tahun 2010*, *Net PSC with Sliding Scale*, dan *Gross PSC with Sliding Scale*. Analisis terhadap 3 hal tersebut dilakukan untuk menentukan sistem PSC yang paling ekonomis atau paling cocok untuk pengembangan lapangan *Shale* Hidrokarbon di Indonesia.

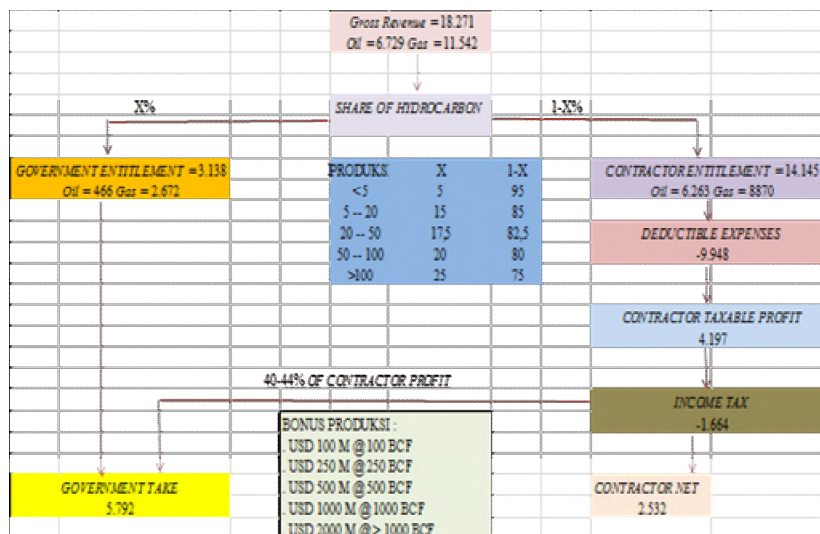
Pada sistem bagi hasil *PSC Tahun 2010* dan *Net PSC with Sliding Scale* memiliki IRR yang rendah yang menyebabkan beberapa kontraktor kurang tertarik untuk mengembangkan *Shale* Hidrokarbon. Namun berbeda dengan *Gross PSC with Sliding Scale*, sistem bagi hasil tersebut memiliki IRR yang cukup tinggi. Sehingga dapat dikatakan menarik bagi kontraktor untuk mengembangkannya. Pada sistem bagi hasil *Gross PSC with Sliding Scale* diatas di buat asumsi penurunan biaya sebanyak 20%. Asumsi ini dilakukan sebagai pemisalan dari penghapusan atau modifikasi dari PTK-007 dalam hal pengadaan barang dan jasa di industri *Shale* Hidrokarbon. KKKS *Shale* Hidrokarbon akan dapat secara bebas mengakses pasar global untuk mendapatkan harga yang terbaik, tidak hanya untuk teknologi tetapi juga tenaga ahlinya. Sehingga di Indonesia akan tumbuh dan terdapat banyak industri servis lokal yang kompeten khusus *Shale* Hidrokarbon agar dapat dipilih secara kompetitif dan industri *Shale* Hidrokarbon berjalan secara berkesinambungan. Karena apabila menggunakan *Gross PSC with Sliding Scale* segala biaya akan menjadi tanggung jawab kontraktor. Sehingga hal ini sejalan dengan kontraktor yang akan lebih memperhatikan barang atau jasa yang akan dibeli. Dan juga beberapa kendala lainnya adalah penerapan *standard* dari industri minyak dan gas konvensional pada industri *Shale* Hidrokarbon, yang akan menyebabkan ketidak-efisienan biaya perlu di kaji ulang.



Gambar 2 Bagan PSC Tahun 2010 di Daerah Pulau Sumatera



Gambar 3 Bagan Net PSC Sliding Scale di Daerah Pulau Jawa



Gambar 4 Bagan Gross PSC Sliding Scale di Daerah Pulau Kalimantan

Kesimpulan

1. Biaya investasi pengembangan *Shale* Hidrokarbon lebih mahal dari pada biaya pengembangan minyak dan gas konvensional. Hal ini disebabkan karena pada *Shale* Hidrokarbon perlu dilakukan pemboran sumur yang sangat banyak jumlahnya. Contohnya di pulau Sumatera, jumlah pemboran sumur di daerah Sumatera untuk pengembangan minyak dan gas konvensional rata – rata sebanyak 11 – 20 an tetapi untuk lapangan *Shale* Hidrokarbon sebanyak 250 sampai 400 an. Ini yang menyebabkan biaya investasi menjadi lebih tinggi hingga milyaran US\$ dibandingkan dengan minyak dan gas konvensional.
2. Berdasarkan analisa keekonomian, *Gross PSC with Sliding Scale* merupakan sistem bagi hasil yang lebih tepat untuk digunakan dalam pengembangan *Shale* Hidrokarbon di Indonesia. *Gross PSC with Sliding Scale* memiliki IRR yang cukup tinggi dibandingkan dengan sistem bagi hasil yang lain, yakni 25% di Pulau Sumatera, 12% di Pulau Jawa dan 32% di Pulau Kalimantan sehingga *pay out time* yang dihasilkannya adalah 12 tahun di Pulau Sumatera, 15 tahun di Pulau Jawa dan 12 tahun di pulau Kalimantan. Sedangkan untuk Psc tahun 2010 memiliki IRR yang tidak lebih tinggi dari *Gross PSC with Sliding Scale*, yakni 20% di Pulau Sumatera, 12% di Pulau Jawa dan 26% di Pulau Kalimantan sehingga *pay out time* yang dihasilkannya adalah 15 tahun di Pulau Sumatera, 17 tahun di Pulau Jawa dan 14 tahun di pulau Kalimantan. Sedangkan untuk Psc *Net With Sliding Scale* memiliki IRR yang tidak lebih tinggi dari *Gross PSC with Sliding Scale* juga, tetapi masih lebih menguntungkan untuk kedua belah pihak dari pada Psc tahun 2010. Yakni, 21% di Pulau Sumatera, 14% di Pulau Jawa dan 28% di Pulau Kalimantan sehingga *pay out time* yang dihasilkannya adalah 15 tahun di Pulau Sumatera, 16 tahun di Pulau Jawa dan 13 tahun di pulau Kalimantan
3. Pengembangan *Shale* Hidrokarbon tersebut di area yang diteliti ekonomis dan layak dikembangkan dengan *range* harga minyak US\$/ 80-130 barrel dan gas bumi US\$7-8 / MMBTU, dengan harga minyak dan gas bumi saat ini dibawah US\$50 / barrel dan US\$5/MMBTU, proyek tersebut tidak ekonomis (NPV Negatif).
4. *Gross PSC with Sliding Scale* akan memberikan keuntungan yang lebih besar ke Pemerintah dari pada ke Kontraktor seiring dengan semakin besarnya jumlah cadangan yang diproduksi. Sehingga modifikasi di dalam KKS mengenai lamanya waktu kontrak atau perpanjangan kontrak sangat diperlukan agar Pemerintah tetap memiliki keuntungan yang lebih besar.
5. Dengan menggunakan *Gross PSC with Sliding Scale*, modifikasi PTK 029 mengenai pengadaan barang dan jasa serta penghapusan dalam penerapan *standard* migas konvensional dalam menjalankan proyek *Shale* Hidrokarbon diyakini dapat membuat kontraktor lebih berhati hati dalam mengeluarkan biaya dan juga dapat mempermudah kontraktor dalam pengadaan barang dan jasa.
6. Jika dilihat pada analisa sensitivitas, maka parameter yang sangat berpengaruh terhadap fungsi perubahan IRR maupun NPV yaitu terdapat pada nilai *Capex*, produksi minyak dan gas maupun harga minyak dan gas tersebut, sedangkan *Opex* tidak terlalu berpengaruh terhadap fungsi perubahan dari NPV maupun IRR.

Daftar Pustaka

Balitbang ESDM, "Policy Paper Percepatan Pengembangan Industri Gas Metana Batubara (GMB) di Indonesia", PPPTMGB LEMIGAS, Jakarta, 2015.

Kementrian ESDM, "Potensi Shale Hidrokarbon", <http://psg.bgl.esdm.go.id/survei/sumber-daya-minyak-dan-gas-bumi> diakses pada 08 Maret 2017.

Kumalasari, Silvia, "Kontrak Bagi Hasil (Production Sharing Contract Dalam Pengelolaan Migas di Indonesia Sebagai Salah Satu Jenis Perjanjian Innominaat", Universitas Negeri Semarang, Semarang, 2013.

Lubiantara, Benny, "Dinamika Industri Migas Catatan Analisis OPEC". PETROMINDO. Jakarta. 2012.

Menko Perekonomian, "Masterplan Percepatan dan Perluasan Pembangunan Ekonomi Indonesia", Kementerian Koordinator Bidang Perekonomian, Jakarta, 2011.

Pusdatin ESDM, "Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia 2012", Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral, Jakarta, 2012.

Republik Indonesia, "Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 38 Tahun 2015 tanggal 27 Oktober 2015 tentang Percepatan Pengusahaan Minyak dan Gas Bumi Non Konvensional" Berita Negara RI Tahun 2015 Nomor 1643, Sekretariat Negara, Jakarta, 2015.

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

Umaruddin, Jalal, "Perbandingan Model Kontrak Modifikasi PSC dan *Gross PSC* dalam Pengusahaan Gas Methana Batubara di Indonesia", ITB, Bandung, 2010.

US Department of Energy, "Natural Gas from Shale: Question and Answer", Desember 2013, http://energy.gov/sites/prod/files/2013/04/f0/compl_ete_br_ochure.pdf hlm 2

World Bank, "Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues, vol. 123", World Bank Working Paper, USA, 2007.