

KAJIAN PENERAPAN DEPLETION PREMIUM DALAM ANALISIS KEEKONOMIAN PROYEK MINYAK DAN GAS BUMI

Oleh:
Agus Rendi Wijaya, S.T

Sari

Minyak dan gas bumi merupakan sumber daya alam yang tidak terbaharukan dan memegang peranan penting sebagai sumber energi utama di negara kita. Eksploitasi minyak dan gas bumi terus menerus akan mengakibatkan penurunan stok (cadangan terbukti) sumber daya alam tersebut. Mempertahankan sumber daya alam yang tidak terbaharukan adalah dengan mempertahankan stok yang disebut *proven reserve* (cadangan terbukti). Kita tidak perlu terpaku hanya dengan mengusahakan penemuan sumber daya yang sama untuk mempertahankan sumber daya alam tersebut, tetapi kita dapat pula mengusahakan penemuan sumber daya tidak terbaharukan yang lain atau memproduksi sumber daya terbaharukan yang lain, yang penting penggunaannya sama, yaitu pemenuhan kebutuhan energi nasional. Mempertahankan keberlanjutan keberadaan sumber daya alam dapat dilakukan dengan menyisihkan dana yang diambil dari eksploitasi sumber daya alam yang tidak terbaharukan yang disebut *depletion premium*. *Depletion premium* dapat dihitung dari nilai sekarang (*net present value*) perbedaan biaya apabila sumber daya tersebut habis (sehingga kita harus mengimpornya atau menggunakan komoditas lain) dengan biaya produksikannya sendiri (karena kita bisa mempertahankan cadangan terbuktinya). Dalam paper ini penulis mencoba membuat analisis keekonomian proyek minyak dan gas bumi dengan studi kasus proyek pengembangan lanjut sebuah lapangan di Indonesia yang telah habis masa kontraknya jika diproduksi kembali dengan usulan kontrak bagi hasil yang memasukkan *depletion premium* di dalamnya. Penerapan *depletion premium* di setiap analisis keekonomian proyek eksploitasi minyak dan gas bumi akan selain akan menjamin keberlangsungan ketersediaan energi (*sustainability*) juga membangun ketahanan di sektor energi di masa yang akan datang.

Kata kunci : depletion premium, investasi, kontrak bagi hasil, analisis keekonomian proyek.

Abstract

Oil and gas are unrennewable resources and they hold important role as the main sources of energy in our country. Oil and gas exploitation will continuously cause reduction of the stock (proven reserve) of that natural resources. Preserving the unrennewable resources can be done by maintaining the stock which is called the proven reserve. We do not have to be stuck just on discovering the same resource for preserving that unrennewable resources, but we can also carry on discovering another unrennewable resources or producing renewable resources which have the same usage, it is, for fulfilling the national energy demand. Preserving the availability of natural resources can be done by setting aside the fund gained from unrennewable natural resources exploitation called depletion premium. The depletion premium can be counted from the net present value of the difference between the price of the resource when it is exhausted (so that we have to import it or use another commodity) and the cost if we produce it alone (because we can preserve its proven reserve). On this paper, the writer try to make an oil and gas project economic analysis with case study: the advance development of a field in Indonesia whose contract has been expired if it is produced again with production sharing contract proposal containing depletion premium within it. Depletion premium application in every oil and gas exploitation project economic analysis will not only assure the sustainability of energy, but also set up endurance in enery sector in the future.

Key words: depletion premium, investation, production sharing contract, economic analysis.

I. PENDAHULUAN

Minyak dan gas bumi merupakan sumber daya alam yang tidak dapat diperbaharui (*unrenewable resources*) yang mempunyai peranan penting bagi pembangunan Indonesia. Minyak dan gas bumi tidak hanya digunakan untuk memenuhi kebutuhan energi dalam negeri, tetapi juga merupakan sumber pendapatan dan devisa yang utama bagi Indonesia. Eksploitasi minyak dan gas bumi secara terus menerus menurunkan cadangan terbukti sumber daya alam tersebut. Mempertahankan sumber daya alam yang tidak dapat diperbaharui adalah dengan mempertahankan *proven reserve* (cadangan terbukti). Cadangan terbukti memiliki dua persyaratan yaitu telah ditemukan dan dapat diproduksi secara ekonomis. Cadangan terbukti bertambah dengan penemuan dan berkurang dengan produksi. Walaupun demikian cadangan terbukti bisa berubah tanpa adanya penemuan dan produksi, karena keekonomian berubah dengan perubahan harga (karena pasar atau kebijakan pemerintah), perubahan biaya atau produksi (karena terobosan teknologi) dan perubahan pajak. Walaupun demikian untuk mempertahankan keberlanjutan (*sustainability*) sumber daya tersebut kita tidak perlu terpaku hanya dengan mengusahakan penemuan sumber daya yang sama, kita dapat pula mengusahakan penemuan sumber daya yang tidak terbaharukan yang lain atau memproduksi sumber daya alam terbaharukan (*renewable resources*) yang lain, yang penting penggunaannya sama, yaitu pemenuhan kebutuhan energi nasional.

Problem utama bagi perusahaan nasional baik swasta maupun BUMN untuk mengusahakan lapangan migas adalah dana untuk investasi. Sumber dana sebenarnya dapat dicari dari mana saja, tetapi jika dana itu tidak dialokasikan khusus, maka sampai kapanpun akan tergantung dengan investasi perusahaan asing. Hal ini akan mendorong kemandirian bangsa dalam mengokohkan ketahanan di sektor energi. Di sisi yang lain, perusahaan migas nasional akan tumbuh dan berkembang sehingga mampu bersaing dengan perusahaan asing dalam skala internasional. Oleh karena itu, untuk kepentingan investasi itu pemerintah harus menerapkan dana alokasi khusus untuk pengembangan energi. Dana tersebut dapat diperoleh dari biaya khusus yang diambil hasil eksploitasi sumber daya alam yang tidak terbaharukan seperti minyak dan gas yang disebut *depletion premium*. Menurut Asian Development Bank, *depletion premium* dapat dihitung dari nilai sekarang (*net present value*) perbedaan biaya apabila sumber daya alam tersebut habis (sehingga kita harus mengimpornya atau menggunakan komoditas lain) dengan biaya memproduksikannya sendiri (karena kita bisa mempertahankan

cadangan terbuiktinya). *Depletion premium* pada dasarnya merupakan biaya kesempatan (*opportunity cost*) yang harus dibayar karena kita memanfaatkan sumber daya alam yang tidak dapat diperbaharui sehingga mengurangi kesempatan bagi generasi mendatang untuk memanfaatkan sumber energi tersebut.

Kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi merupakan salah satu bentuk usaha bisnis yang berorientasi mencari keuntungan. Keuntungan adalah fungsi dari produksi, harga, biaya, dan pajak. Oleh karena itu, analisis keekonomian proyek harus dilakukan untuk mengurangi resiko investasi dan mengetahui parameter-parameter keekonomian proyek tersebut. Dalam analisis keekonomian proyek migas, kita harus dapat memilah antara elemen yang merupakan biaya (*cost*) dan parameter yang memungkinkan untuk memperoleh *revenue*, disamping perlu memahami aturan perpajakan, serta jenis dan implikasi kontrak yang terkait. Analisis keekonomian proyek migas, seperti EOR, stimulasi sumur, pengembangan lapangan, dan sebagainya, senantiasa mengacu pada PSC (*Production Sharing Contract*) yang telah disepakati antara kontraktor dengan pemerintah. Namun, dalam PSC saat ini belum menerapkan *depletion premium*, sehingga belum ada kejelasan besarnya dan mekanisme kontrol penggunaan dana alokasi khusus tersebut dalam pengembangan sektor energi. Ketidakjelasan penggunaan *depletion premium* dalam PSC dan analisis keekonomian proyek migas ini akan mengancam ketersediaan energi di masa yang akan datang bagi negara kita dan akan membuat bangsa kita selalu bergantung pada negara lain dalam penyediaan kebutuhan energi.

Paper ini mengkaji tentang penerapan *depletion premium* dalam analisis keekonomian proyek migas menurut model PSC yang umum diterapkan di Indonesia saat ini dengan studi kasus proyek pengembangan lapangan X yang telah habis masa kontraknya dan akan dimanfaatkan kembali potensinya. Tujuan utamanya adalah menentukan tingkat keekonomian proyek apakah masih menarik bagi investor maupun pemerintah atau tidak, menganalisis faktor-faktor yang mempengaruhi tingkat keekonomian proyeknya, perhitungan estimasi besarnya pembiayaan (investasi) yang diperlukan pemerintah untuk melakukan eksploitasi migas secara mandiri.

II. TEORI DASAR

Seperti usaha lainnya perusahaan minyak dan gas bumi bertujuan mencari keuntungan. Keuntungan dinyatakan dengan indikator-indikatornya, sedangkan tugas perusahaan adalah menentukan pilihan dari alternatif-alternatif yang paling menguntungkan bagi investasi. Untuk

menilai keekonomian suatu proyek migas, perlu dilihat semua aspek pengeluaran dan pendapatan selama proyek itu berlangsung (*full life cycle analysis*) yang dipengaruhi oleh waktu, *fiscal regime*, dan resiko-resiko yang akan dihadapi.

2.1 ALIRAN DANA (CASH FLOW)

Aliran dana yang dihasilkan dari suatu kegiatan usaha menunjukkan kemampuan untuk mendapatkan keuntungan dari kegiatan usaha tersebut. Hal yang sangat mendasar dalam pengusahaan migas hulu adalah kecermatan kita dalam memperkirakan *cash flow*, selama proyek berlangsung. Mungkin sekali perkiraan itu sangat sederhana, yaitu hanya memperkirakan biaya yang harus diinvestasikan dan dana yang diperkirakan akan diterima di dalam suatu siklus penuh operasi yang telah dilakukan. Namun demikian pada kenyataannya akan sangat kompleks, dimulai dari awal pemboran, produksi pertama, proyeksi *decline* produksi sampai dengan matinya lapangan minyak (*field life*), yang mungkin dapat memakan waktu lebih dari 20 tahun, disertai dengan perhitungan finansial yang terinci setiap tahunnya.

Salah satu faktor penting dalam analisis *cash flow* adalah waktu, karena nilai uang sangat dipengaruhi oleh faktor waktu. Secara mikro, aliran dana (*cash flow*) dalam setiap proyek migas di Indonesia ditentukan bukan hanya parameter teknis (infrastruktur dan fasilitas yang sudah maupun yang akan dibangun, besarnya cadangan, dan perkiraan pola penurunan produksi yang terjadi sepanjang umur lapangan) tetapi juga berkaitan dengan hal-hal non teknis seperti jenis kontrak, peraturan dan legalitas yang berlaku, aturan-aturan finansial dan perpajakan.

2.2 BUNGA (DISCOUNT RATE)

Bunga jika dilihat dari sisi perusahaan ataupun individu dapat dipandang sebagai biaya atas sewa uang. Salah satu contoh perhitungan bunga yang umum digunakan dalam perhitungan ekonomi teknik adalah metode *compound interest*. Persamaannya adalah sebagai berikut:

$$S = C(1 + i)^n \quad (1)$$

dimana:

S adalah nilai uang dimasa yang akan datang.

C adalah nilai uang saat ini.

i adalah tingkat bunga per periode waktu.

n adalah lamanya periode penelaahan.

2.3 INDIKATOR KEEKONOMIAN

Seperti dalam penanaman modal pada umumnya, dalam pengusahaan migas juga diperlukan beberapa indikator keekonomian yang sangat berpengaruh pada siklus bisnis dan siklus

keuangan. Untuk menilai keekonomian suatu proyek perlu dilihat semua pengeluaran dan pendapatan sepanjang umur proyek tersebut (*life cycle analysis*). Pernyataan yang menyebutkan bahwa biaya suatu lapangan turun hanya dengan melihat biaya per satuan produksi di tahun tersebut adalah pernyataan yang tidak tepat. Indikator keekonomian yang sering digunakan adalah *NPV* (*Net Present Value*), *IRR* (*Internal Rate of Return*), *B/C* (*Benefit to Cost Ratio*), dan *POT* (*Pay Out Time*).

2.3.1 Net Present Value (NPV)

Net Present Value merupakan jumlah keuntungan bersih yang dinilai pada waktu sekarang. Perhitungan NPV bukan menggunakan *trial and error*, memperhitungkan nilai waktu, dan bisa mempertimbangkan resiko. Net Present Value (NPV) dihitung dengan menggunakan *discount rate* sama dengan *MARR* (*Minimum Attractive Rate of Return*). *MARR* adalah tingkat pengembalian minimum yang diinginkan. *MARR* tergantung pada lingkungan, jenis kegiatan, tujuan dan kebijakan organisasi, dan tingkat resiko dari masing-masing proyek.

Dari nilai NPV dapat dilakukan penilaian keekonomian proyek. Apabila NPV bernilai positif, maka hal tersebut menunjukkan proyek tersebut layak dijalankan karena memberikan keuntungan. Namun sebaliknya jika NPV bernilai negatif, maka proyek tidak layak dijalankan karena akan memberikan kerugian secara ekonomis. Apabila $NPV = 0$, berarti investasi tersebut menghasilkan *rate of return* yang sama besarnya dengan harga yang digunakan. *Present value* dapat dinyatakan dengan:

$$C = \frac{S}{(1+i)^n} \quad (2)$$

dimana:

C adalah nilai uang pada waktu sekarang.

S adalah nilai uang pada waktu n (tahun)

i adalah interest rata-rata.

n adalah waktu (tahun).

$$NPV = \sum_{n=0}^j \frac{S_n}{(1+i)^n} \quad (3)$$

2.3.2 Internal Rate of Return (IRR)

Internal Rate of Return (IRR) merupakan harga bunga yang menyebabkan harga semua *cash inflow* sama besarnya dengan *outflow* bila *cash flow* ini didiskon untuk suatu waktu tertentu. Dengan kata lain, IRR adalah tingkat diskonto yang menyebabkan NPV sama dengan nol. Untuk menghitung IRR pada umumnya dilakukan dengan pendekatan *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. IRR juga sering digunakan untuk mendefinisikan segi keekonomian lapangan marjinal, yaitu lapangan yang jika dikembangkan dengan sistem kontrak yang berlaku akan memberikan IRR yang lebih kecil dari MARR. Hal ini perlu diketahui, sebagai landasan kelayakan dan bentuk insentif yang tepat diberikan terhadap suatu lapangan marjinal.

2.3.3 Pay Out Time (POT)

Pay Out Time adalah panjangnya waktu yang diperoleh sampai investasi kembali. Investor selalu menginginkan dana yang ditanakkannya cepat kembali yaitu proyek dengan POT lebih pendek. Namun indikator POT ini mempunyai kelemahan yaitu tidak memberikan gambaran apa yang terjadi setelah POT tercapai, sehingga POT jarang digunakan sebagai parameter utama dalam pemilihan proyek tetapi sebagai pertimbangan tambahan.

2.4 PRODUCTION SHARING CONTRACT

Model kontrak perminyakan yang digunakan di Indonesia adalah kontrak bagi hasil (*Production Sharing Contract*). Biasanya PSC bukan merupakan suatu legislasi, namun secara spesifik dirundingkan antara pemerintah dengan masing-masing perusahaan kontraktor atau investor. Model PSC disiapkan oleh pemerintah untuk kemudian dirundingkan dengan para investor atau pengusaha. Biasanya struktur PSC sudah terpolakan, sedangkan yang menyangkut hal-hal rinci seperti *profit sharing split*, bonus, dan lain-lain diselesaikan melalui negosiasi. Beberapa elemen pokok di dalam PSC adalah *cost recovery*, *profit oil*, dan *tax*, dan beberapa hal lain yang spesifik bergantung pada negara masing-masing. Salah satu ciri utama PSC di Indonesia adalah tidak ada royalti. Namun sebagian orang berpendapat bahwa FTP (*First Tranche Petroleum*) merupakan atau setidaknya mempunyai pengertian yang sama dengan royalti (sebagian lagi berpendapat bahwa FTP ini adalah sama dengan pembatasan *cost recovery*).

2.4.1 Cost Recovery

Dalam pelaksanaan kontrak bagi hasil yang telah disepakati kontraktor akan mengeluarkan biaya-biaya seperti non-capital, depresiasi capital, dan operating cost. Biaya-biaya yang telah dikeluarkan tersebut akan terlunasi dari hasil penjualan minyak (*lifting*) yang berhasil diperoleh. Biaya yang akan digunakan untuk melunasi tadi dinamakan *cost recovery*. Pada kontrak bagi hasil generasi I ada batasan *cost*

recovery yaitu sebesar 40%, sedangkan pada PSC sekarang tidak ada batasannya.

Pada awal produksi, pelunasan biaya yang telah dikeluarkan oleh kontraktor kemungkinan besar tidak dapat langsung terlunasi pada tahun tersebut. Biaya yang dapat dibayarkan untuk pembayaran pada tahun tersebut disebut sebagai *recoverable cost* dan biaya sisa yang belum terlunasi disebut *unrecoverable cost*. *Cost recovery* terdiri dari:

- *Non capital cost* tahun tersebut.
- Depresiasi *capital cost* tahun tersebut.
- *Operating cost* tahun tersebut.
- *Unrecoverable cost (uncoverable operating cost* tahun sebelumnya).

Non-capital cost merupakan operating cost yang berhubungan dengan operasi selama setahun yang bersangkutan termasuk biaya pekerja, material, survey seismik, dan intangible cost dari peralatan pemboran meliputi lumpur pemboran dan bahan kimia, bit, casing serta *work over*. Operating cost untuk setiap volume hidrokarbon yang dihasilkan merupakan pembagian biaya-biaya yang berlangsung dengan jumlah hidrokarbon yang dihasilkan.

Biaya yang dapat dibayarkan pada tahun yang bersangkutan disebut *recoverable cost (recovery)*. Recovery dari kontraktor diperoleh kembali dari pendapatan kotor hasil penjualan hidrokarbon (*gross revenue*) pada tahun bersangkutan. Bila *cost recovery* kontraktor melebihi pendapatan (*gross revenue*) kontraktor, maka kekurangan pada tahun yang bersangkutan disebut *carry forward*, sedangkan kekurangan pada tahun sebelumnya disebut sebagai *unrecoverable prior year*.

Secara matematis, kondisi diatas dapat dinyatakan sebagai berikut:

Jika $(Cost Recovery + Investment Credit) > Revenue \times Cost Recovery Ceiling$, maka:

$$Recovery = Revenue \times Cost Rec Ceiling \quad (4)$$

$$Unrecovered =$$

$$Cost Recovery + Investmen credit - Recovery \quad (5)$$

Jika tidak, maka:

$$Recovery = Cost Recovery + Investment credit \quad (6)$$

$$Unrecovered = 0 \quad (7)$$

Cost recovery ceiling yang disebutkan diatas merupakan besarnya persentase *recovery* dari *revenue* yang dapat diperoleh kontraktor pada tahun yang bersangkutan. Besarnya *cost recovery ceiling* sekarang adalah 100% bila $revenue > 0$, sedangkan bila ≤ 0 maka *cost recovery ceiling* adalah 0%.

2.4.2 First Tranche Petroleum (FTP)

Pada dasarnya FTP merupakan sistem penyisihan jumlah tertentu produksi setiap tahun sebelum diambil untuk pengembalian biaya (*investment credit* dan biaya operasi). FTP ini besarnya adalah 20% dari produksi sebelum *cost recovery*. Dengan pajak sebesar 48% (menurut UU Pajak Tahun 1984), pemerintah Indonesia akan menerima 71,1538% dan investor sebesar 28,8462%. Metode perhitungan *share* sebelum pajak diatas diperoleh dari:

$$\frac{\text{Persentase sebelum pajak}}{\text{persentase sesudah pajak}} \times (1 - \text{pajak}) = \quad (8)$$

$$\frac{\text{Persentase sebelum pajak}}{\frac{\text{persentase sesudah pajak}}{(1-\text{pajak})}} = \quad (9)$$

Bila dikehendaki 15% bagian investor sesudah pajak, dan besarnya pajak 48%, maka *share* sebelum pajak adalah $15\%(1-48\%) = 28,8462\%$.

Semua biaya yang timbul dibebankan kepada produksi yang 80% (tanpa adanya pembatasan *cost recovery*). Sistem ini baru diperkenalkan pada PSC generasi III. Yang perlu dicatat adalah bahwa bagian kontraktor dikenakan pajak.

Pada PSC sebelumnya, untuk memperoleh komersialitas, investor harus menjamin bahwa pemerintah Indonesia menerima paling sedikit 49% dari seluruh revenue selama umur lapangan. Dengan diberlakukannya PSC 1988 – 1989, kewajiban ini digantikan dengan FTP.

2.4.3 Investasi Kapital dan Non-Kapital

Investasi yang ditanamkan oleh kontraktor pada dasarnya terdapat dua macam, yaitu investasi kapital dan non-kapital. Istilah kapital dan non-kapital digunakan untuk mendefinisikan nilai suatu barang atau modal sebagai fungsi dari waktu.

Investasi yang digolongkan sebagai kapital adalah barang-barang yang dianggap memiliki pengurangan nilai atau depresiasi terhadap waktu umur barang, sebagai contoh seperti bangunan-bangunan, peralatan pemboran dan produksi, mesin-mesin, alat transportasi dan fasilitas produksi yang mengalami penurunan nilai setelah digunakan dalam jangka waktu tertentu.

Investasi non-kapital yaitu investasi yang dianggap tidak memiliki pengurangan nilai terhadap waktu, sebagai contoh misalnya biaya operasi, biaya pemeliharaan, dan lain-lain. Pada investasi non-kapital tidak terjadi pengurangan nilai terhadap waktu.

Pada sistem kontrak bagi hasil, penggolongan suatu investasi apakah termasuk kapital atau non-kapital bersifat tidak pasti,

sehingga dilakukan perjanjian terlebih dahulu antara kontraktor dengan pemerintah. Hal ini dilakukan untuk menghindari kesalahpahaman dalam penetapan investasi kapital dan non-kapital.

2.4.4 Depresiasi

Suatu barang atau modal kapital akan mengalami pengurangan nilai karena waktu dari pemakaian. Faktor-faktor yang harus diperhitungkan dalam menghitung periode depresiasi dari suatu barang atau modal adalah biaya awal (*initial cost*), harga/biaya yang dapat diperoleh (*recoverable cost*) pada waktu barang-barang selesai atau tidak dapat dipakai lagi dan lama waktu pemakaian. Beberapa metode depresiasi yang sering dipakai adalah *straight line*, *declining balance*, dan *double declining balance with cross over* dan *write off*, yang menggunakan kombinasi dari metode *double declining balance*. Depresiasi tidak mempunyai pengaruh langsung di dalam perhitungan *net cash flow*, namun mempunyai pengaruh langsung kepada laba (*profit*).

2.4.4.1 Metode *Straight Line Depreciation*

Metode ini membagi pengeluaran biaya kapital (*capital expenditure*) secara merata dalam suatu periode tertentu dan dengan kata lain *capital expenditure* didistribusikan secara linier (merata dari tahun ke tahun).

$$\text{Depresiasi} = \frac{\text{Investasi}}{\text{Waktu Depresiasi}} \quad (10)$$

2.4.4.2 Metode *Declining Balance*

Metode ini mengangap penurunan nilai barang tidak sama dari tahun ke tahun. Pada awal penurunan nilai barang lebih besar dibanding pada tahun berikutnya. Secara sistematis, metode ini dapat ditulis sebagai berikut:

$$(\text{Depresiasi})_i = \frac{1}{T} (\text{Investasi} - \text{Depresiasi}_{i-1}) \quad (11)$$

Dimana:

Subskrip *i* adalah waktu perhitungan

T adalah lama waktu depresiasi

2.4.4.3 Metode *Double Declining Balance*

Metode ini mengangap penurunan nilai tidak sama dari tahun ke tahun. Metode ini hampir sama dengan metode *declining balance*, hanya saja nilai suatu barang akan berkurang dua kali lebih cepat daripada metode *declining balance*. Secara matematis, metode ini dapat dituliskan sebagai berikut:

$$(\text{Depresiasi})_i = \frac{2}{T} (\text{Investasi} - \text{Depresiasi}_{i-1}) \quad (12)$$

2.4.5 Investment Credit

Investment credit adalah pemberian kredit investasi untuk pengembangan lapangan yang terkait dengan fasilitas produksi langsung, dan jaminan bahwa pemerintah Indonesia tetap memperoleh 49% dari seluruh produksi. Pada prinsipnya kredit ini diberikan khusus kepada fasilitas produksi langsung dari suatu proyek dari suatu proyek baru untuk pengambilan pertama (*primary*), kedua (*secondary*), dan ketiga (*tertiary*), di luar *interim production scheme* atau investasi lanjutan untuk *enhanced production*.

Investment credit hanya berlaku bagi minyak (dan tidak untuk gas), inipun dengan syarat pemerintah Indonesia harus memperoleh 49%. *Investment credit* adalah sejenis insentif yang diberikan pemerintah kepada investor, merupakan biaya yang dapat di-*recover*. Insentif ini diperhitungkan dari pendapatan kotor sebelum dibagi antara pemerintah dan investor. Saat ini menurut paket insentif 1993, *investment credit* dihapuskan karena sudah dikompensasikan pada split bagi hasil.

2.4.6 Domestic Market Obligation (DMO)

Domestic Market Obligation (DMO) merupakan kewajiban kontraktor menyerahkan sebagian minyak yang dihasilkan kepada pemerintah. Minyak yang diserahkan kepada pemerintah ini digunakan untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar minyak dalam negeri, sebagai timbal baliknya kontraktor mendapatkan biaya dari pemerintah atas DMO tersebut. Jumlah yang diserahkan ini besarnya ditetapkan secara merata terhadap seluruh kontraktor yang beroperasi di Indonesia dan dibatasi maksimum 25% dari minyak yang dihasilkan pada tahun yang bersangkutan. Minyak yang diserahkan sebagai DMO diambil dari bagian kontraktor.

Berdasarkan kontrak bagi hasil, perhitungan DMO adalah sebagai berikut:

Jika $(25\% \times \text{Revenue} \times \text{Share}) > \text{Contractor share}$, maka:

$$\text{DMO} = \text{Contractor Share} \quad (13)$$

Jika tidak maka:

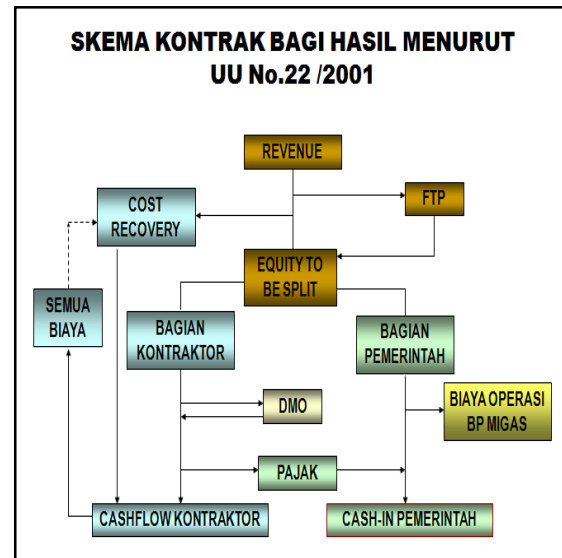
$$\text{DMO} = 25\% \times \text{Revenue} \times \text{Share} \quad (14)$$

Sedangkan perolehan kontraktor atas minyak pro-rata yang dijual kepada pemerintah dengan harga domestik tersebut disebut dengan *fee* DMO. Untuk lima tahun pertama produksi *fee* DMO sama dengan DMO, yang mana keadaan ini disebut *five years holidays*, sedangkan untuk berikutnya 10% dari DMO.

2.4.7 Model Production Sharing Contract Menurut UU No.22 Th 2001

Dalam *production sharing contract* pemilik hidrokarbon adalah pemerintah, dalam hal

ini investor (yang tidak memiliki hidrokarbon) seolah-olah memperoleh bayaran (*fee*) atas kerja mereka dalam mengusahakan pengelolaan minyak. Bayaran ini diperoleh dari *revenue* penjualan minyak dan gas, pengembalian biaya (*cost recovery*) dan mekanisme pembagian hasil. Gambar 1 menunjukkan model *production sharing contract* yang berlaku menurut UU No.22 Tahun 2001.



Gambar 1. Model Production Sharing Contract menurut UU No.22 Tahun 2001²

Pada Gambar 1 dapat dilihat sebelum *cost recovery* diambil dari *revenue*, terlebih dahulu diambil FTP. FTP yang telah diambil terlebih dahulu kemudian dibagi antara pemerintah dan kontraktor dengan prosentase pembagian sebelum pajak. FTP dimaksudkan agar pemerintah tetap mendapatkan hasil produksi pada tahun tersebut walaupun *cost recovery* lebih besar dari *revenue*. Setelah *revenue* dikurangi FTP dan *cost recovery*, sisanya dibagi lagi antara pemerintah dengan kontraktor dengan prosentase sama seperti FTP. Bagian yang diterima kontraktor yang berasal dari *equity to be split* dan FTP dipotong pajak. Setelah dipotong pajak itulah yang merupakan bagian kontraktor bersih, dimana jumlah total sebesar 15% dari *revenue* setelah dikurangi *cost recovery*. Untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri kontraktor diwajibkan memberikan sebagian perolehan minyaknya melalui DMO. Sedangkan bagian pemerintah ialah jumlahnya total hasil *equity to be split*, FTP, dan pajak sebesar 85% dari *revenue* setelah dikurangi *cost recovery*. Prosedur dan korelasi yang digunakan dalam perhitungan *cash flow* proyek dengan menggunakan PSC seperti Gambar 1 adalah sebagai berikut:

1. Revenue (R) = Produksi × Harga minyak.
2. FTP = R × %FTP.

3. Depresiasi menggunakan metode *straight line*, *declining balance*, atau *double declining balance*.
4. Biaya operasional (OC) = Biaya produksi × Produksi.
5. Unrecovery (UR) untuk tahun pertama ialah biaya kapital pada tahun sebelumnya. Untuk tahun berikutnya ialah tahun ke n maka

$$\text{Unrecovery} = C_{n-1} + (CR_{n-1} - Rec_{n-1})$$
6. Cost Recovery (CR) = NC + Dep + OC + UR.
7. Recovery (Rec), jika:
 $CR > R - FTP$, maka $Rec = R - FTP$
 $CR < R - FTP$, maka $Rec = CR$
8. Equity to be split (ES) = $R - FTP - Rec$
9. Contractor share (CS) = $ES \times \% CS$
10. DMO, Jika ($25\% \times Revenue \times Share$) > Contractor share, maka:
 $DMO = \text{Contarctor Share}$
 Jika tidak maka:
 $DMO = 25\% \times Revenue \times Share$
11. Government share = $ES \times \% GS$
12. Contractor Taxable Income (CTI) = $CS + (FTP \times \% CS)$
13. Net contractor share (NCS) = $CTI - (\text{Tax Rate} \times CTI)$.
14. Net government share (NGS) = $GS + (FTP \times \% GS) + (\text{Tax Rate} \times CTI)$
15. Expenditure = $C + NC + OC$
16. Contractor Cash Flow (CCF) = $NCS + Rec - \text{Expenditure}$

2.5 DEPLETION PREMIUM

Produksi sumber daya alam yang tidak dapat diperbaharui saat ini akan berdampak di masa yang akan datang, karena akan mengurangi kesempatan bagi generasi di masa yang akan datang untuk memanfaatkan sumber daya alam tersebut. Oleh karena itu, pemanfaatan sumber daya alam yang tidak dapat diperbaharui saat ini harus membayar biaya (*user cost*) sehingga generasi di masa yang akan datang memiliki kemampuan untuk memanfaatkan pengganti sumber daya alam yang saat ini diambil. Dalam hal ini, siapapun yang menerima *user cost* (swasta ataupun pemerintah) seharusnya meneruskan kepada pembiayaan riset untuk mendapatkan sumber daya pengganti atas hilangnya sumber daya yang telah diambil. Dengan kata lain, sebagian dari satu barrel minyak yang diambil sekarang harus dipakai untuk membiayai riset energi pengganti atau usaha menemukan cadangan energi fosil yang baru.

Menurut Asian Development Bank³ dalam buku panduan analisis keekonomian proyek, *depletion premium* dapat dihitung dari nilai sekarang (*net present value*) perbedaan biaya

apabila sumber daya tersebut habis (sehingga kita harus mengimpornya atau menggunakan komoditas lain) dengan biaya memproduksikannya sendiri (karena kita bisa mempertahankan cadangan terbuiktinya) diatas *economic price* saat ini. Secara umum, besarnya *depletion premium* pada setiap tahunnya selama umur proyek dapat digambarkan dengan persamaan berikut:

$$DP_t = \frac{(PS_T - CS_t)(1+r)^t}{(1+r)^T} \quad (15)$$

Dimana:

DP_t adalah *depletion premium* pada tahun t ,
 PS_T adalah harga sumber daya pengganti (*substitute price*) pada saat *exhaustion time* T dari sumber daya yang diambil saat ini (*present resource*),
 CS_t adalah *extraction cost* dari sumber daya yang diambil saat ini, diasumsikan konstan sepanjang umur proyek,
 r adalah *discount rate*,
 T adalah *exhaustion time of deposit*.

Berdasarkan persamaan *depletion premium* diatas *depletion premium* akan semakin bertambah seiring dengan pertambahan waktu. Beberapa faktor yang sangat mempengaruhi besaran *depletion premium* antara lain:

1. Besarnya *discount rate*,
2. Besarnya *extraction cost* sumber daya yang diambil setiap umur proyek. Besarnya *extraction cost* (biaya produksi) tentunya juga sangat dipengaruhi oleh besarnya inflasi.
3. Harga sumber daya pengganti ketika sumber daya yang diambil saat ini telah habis.

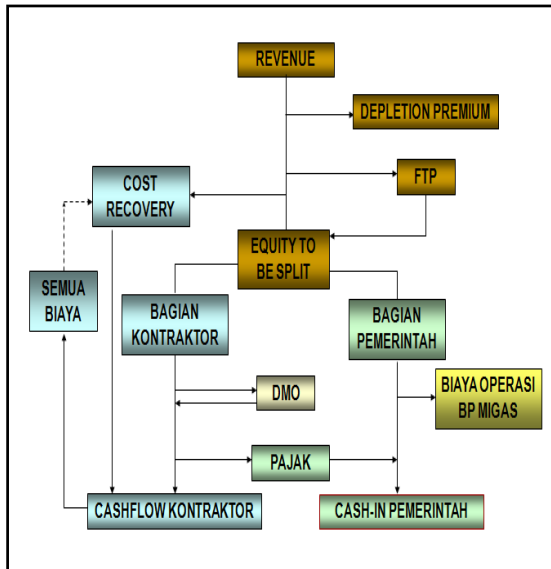
Pada sumber daya yang terhabiskan seperti minyak dan gas bumi harga dari sumber daya alam tersebut akan sama dengan *marginal cost extraction* di tambah dengan *royalti*. Royalti ini dikenal dengan *depletion premium* atau *marginal user cost*, sehingga dapat dituliskan dengan persamaan sebagai berikut:

$$\text{Economic price} = \text{marginal extraction cost} + \text{marginal user cost} \quad (16)$$

2.5.1 Model Production Sharing Contract Dengan Depletion Premium

Depletion premium sebagai *user cost* yang harus dibayarkan oleh pemakai suatu sumber daya alam yang tidak dapat diperbaharui sebagaimana dijelaskan diatas dapat diambil melalui kontrak bagi hasil yang saat ini ada. Tentunya ini akan mengurangi pendapatan yang akan diperoleh oleh kontraktor kerja sama. Bagi pemerintah sendiri tentunya pendapatan negara dari sektor migas seolah-olah akan berkurang, karena *depletion*

premium ini akan menjadi dana alokasi khusus untuk kepentingan riset energi pengganti hingga pembiayaan upaya menemukan cadangan sumber energi fosil. Penulis mencoba memasukkan *depletion premium* dalam kontrak bagi hasil yang ada saat ini menurut UU No. 22 Tahun 2001, dan mencoba menganalisis tingkat keekonomian proyek jika menggunakan model kontrak ini. Gambar 2 menunjukkan sistem kontrak bagi hasil dengan menerapkan *depletion premium*.



Gambar 2. Model Production Sharing Contract menurut UU No.22 Tahun 2001 Dengan Menerapkan *Depletion Premium*

Dari sisi perhitungan *cash flow* proyek dengan model ini secara umum sama dengan model kontrak bagi hasil tanpa *depletion premium*, perbedaannya terletak hanya dalam perhitungan awal, yaitu *revenue* yang diperoleh langsung diambil *depletion premium* sebelum diambil untuk FTP maupun *cost recovery*. Sedangkan perhitungan komponen *depletion premium* menggunakan model persamaan (15) menurut Asian Development Bank (1997). Prosedur dan korelasi yang digunakan dalam perhitungan *cash flow* proyek dengan menggunakan PSC seperti Gambar 2 adalah sebagai berikut:

1. Revenue (R) = Produksi × Harga minyak.
2. Depletion Premium (DP) = $DP_t \times R$
3. FTP = $(R - DP) \times \%FTP$.
4. Depresiasi menggunakan metode *straight line*, *declining balance*, atau *double declining balance*.
5. Biaya operasional (OC) = Biaya produksi × Produksi.
6. Unrecovery (UR) untuk tahun pertama ialah biaya kapital pada tahun

sebelumnya. Untuk tahun berikutnya ialah tahun ke n maka

$$\text{Unrecovery} = C_{n-1} + (CR_{n-1} - \text{Rec}_{n-1})$$

7. Cost Recovery (CR) = NC + Dep + OC + UR.
8. Recovery (Rec), jika:
CR > R-DP-FTP, maka Rec = R - DP - FTP
CR < R-DP-FTP, maka Rec = CR
9. Equity to be split (ES) = R - DP - FTP - Rec
10. Contractor share (CS) = ES × % CS
11. DMO, Jika $(25\% \times \text{Revenue} \times \text{Share}) > \text{Contractor share}$, maka:
DMO = Contractor Share
Jika tidak maka:
DMO = $25\% \times \text{Revenue} \times \text{Share}$
12. Government share = ES × % GS
13. Contractor Taxable Income (CTI) = CS + (FTP × % CS)
14. Net contractor share (NCS) = CTI - (Tax Rate × CTI).
15. Net government share (NGS) = GS + (FTP × % GS) + (Tax Rate × CTI)
16. Expenditure = C + NC + OC
17. Contractor Cash Flow (CCF) = NCS + Rec - Expenditure

III. METODOLOGI

Analisa keekonomian yang digunakan dalam penelitian ini menggunakan model kontrak bagi hasil yang menerapkan *depletion premium* seperti pada Gambar 2. *Depletion premium* ditentukan sepanjang umur proyek dengan menggunakan persamaan 15 menurut buku panduan analisa keekonomian proyek yang diterbitkan oleh Asian Development Bank khususnya untuk proyek pemanfaatan *depletable resource* seperti minyak bumi dan gas alam. Pada model persamaan 15 terdapat parameter-parameter yang menentukan besaran *depletion premium*. Pada paper ini, penulis mencoba menyusun langkah-langkah sistematis dalam menganalisa keekonomian proyek pengembangan produksi lanjut Lapangan - X yang telah habis masa kontraknya, antara lain:

1. Melakukan tinjauan umum lapangan dan melakukan peramalan produksi berdasarkan data produksi Lapangan - X yang telah diperoleh.
2. Menentukan parameter-parameter yang mempengaruhi besaran *depletion premium* dan melakukan perhitungan *depletion premium* sepanjang umur proyek.
3. Melakukan perhitungan estimasi *cash flow* proyek dengan menggunakan model kontrak bagi hasil pada Gambar 2 yang

telah menerapkan *depletion premium*, serta melakukan uji sensitivitas model terhadap parameter-parameter yang memiliki ketidakpastian.

Dalam paper ini, penulis juga melakukan perhitungan estimasi biaya yang diperlukan oleh pemerintah jika pembiayaan proyek ini sepenuhnya dilakukan oleh pemerintah.

3.1 Tinjauan Umum Lapangan – X

Lapangan - X berada di wilayah Kabupaten Kampar dan Rokan hulu, Blok tersebut ditemukan oleh PT-Pertamina dan PT. Chevron Pacific Indonesia dan kerjasamanya merupakan *product sharing* dimana sistem kontrak perusahaan migas dengan kompensasi berupa bagi hasil antara pemerintah dan kontraktor yang diambil dari setiap produksi *revenue* setelah dikurangi *recovery cost*. Masa kontrak lapangan tersebut per Januari 2005 telah habis dan pemerintah melakukan pengkajian kembali terhadap lapangan tersebut untuk terus diproduksi. Pemerintah menunjuk PT. Chevron Pacific Indonesia untuk memproduksi lapangan ini hingga ditunjuk operator baru untuk mengelola lapangan ini. Gambar 3 menunjukkan lokasi Lapangan – X. Lapangan ini memiliki struktur antiklin dengan formasi Bekasap sebagai formasi produktif dengan ketebalan formasi rata-rata 30 ft. Tabel 1 menunjukkan profil produksi Lapangan – X yang tercatat pada tahun 1992 – 2004. Profil produksi lapangan ini menunjukkan penurunan (*decline*) dan penulis menggunakan data penurunan produksi ini untuk melakukan peramalan produksi dengan menggunakan metode *decline curve analysis*.



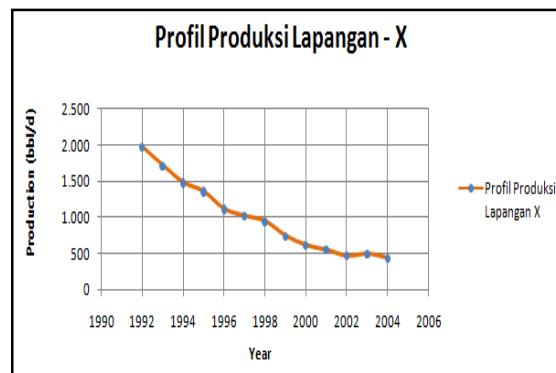
Gambar 3. Lokasi Lapangan – X

Tabel 1. Data Produksi Lapangan – X Tahun 1992 – 2004

	Year	Prod (BOPD)	Total Production (BBL)
1	1992	1.973	690.410
2	1993	1.718	601.234
3	1994	1.482	518.767
4	1995	1.358	475.272
5	1996	1.115	390.275
6	1997	1.022	357.672
7	1998	948	331.783
8	1999	744	260.390
9	2000	616	215.754
10	2001	551	192.738
11	2002	468	163.972
12	2003	497	174.045
13	2004	438	153.272

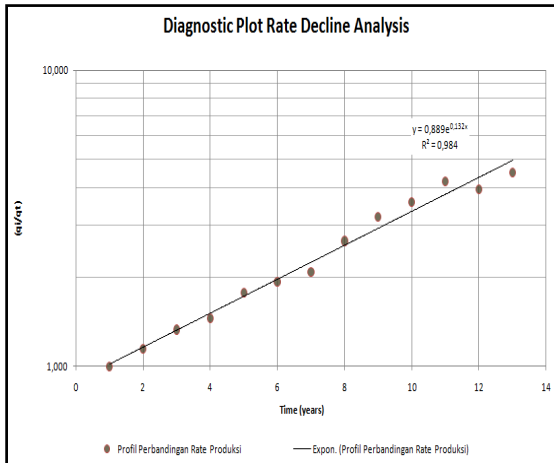
3.2 Peramalan Produksi Lapangan – X

Peramalan produksi suatu reservoir dapat dilakukan dengan menggunakan *decline curve analysis*, harus didukung data produksi yang cukup panjang. Selanjutnya, kita juga harus yakin bahwa kondisi produksi tidak berubah selama periode produksi yang bersangkutan sehingga analisis *decline rate* dapat dipercaya. Gambar 4 menunjukkan profil penurunan produksi dari Lapangan – X.



Gambar 4. Profil *Decline Curve* Produksi Lapangan – X

Dari data produksi yang ada analisis rate decline dilakukan dengan menggunakan diagnostik plot berupa $\log(q_i/q_t)$ terhadap t^8 . Gambar 5 menunjukkan hasil diagnostik plot dari data produksi Lapangan – X yang menghasilkan *trendline* garis lurus. Hal ini menunjukkan model yang dihasilkan dari analisa rate decline dengan menggunakan diagnostik plot *match* dengan *trend* data produksi yang ada.

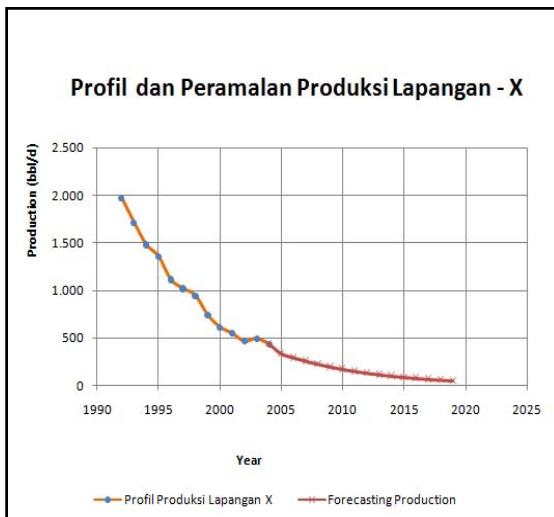


Gambar 5. Diagnostik Plot Rate Decline

Diagnostik plot yang dihasilkan menghasilkan persamaan garis sebagai berikut:

$$\frac{q_i}{q_t} = 0,889e^{0,1321t} \quad (17)$$

dengan koefisien regresi (R^2) = 0,984, sehingga artinya *trendline* yang dihasilkan mendekati *trend* plot data produksi. Tipe penurunan produksi Lapangan – X merupakan tipe *exponential decline rate*. Persamaan (17) digunakan untuk menurunkan profil dan peramalan produksi Lapangan – X yang ditunjukkan oleh Gambar 6.



Gambar 6. Profil dan Peramalan Produksi Lapangan – X

Dari Gambar 6, dapat dilihat terjadi penurunan produksi sejak tahun 1992 dan berdasarkan peramalan produksi yang diperoleh dapat kita lihat bahwa lapangan ini akan habis produksinya (*exhaustion time*) hingga sekitar tahun 2020. Data peramalan produksi hingga *exhaustion time* ini dapat kita gunakan untuk membuat estimasi *cash*

flow proyek jika Lapangan – X ini diproduksi kembali. Dengan mengetahui profil peramalan produksi ini kita juga dapat menentukan perkiraan umur proyek, yang sangat diperlukan dalam pendefinisian di dalam kontrak serta dalam penghitungan *depletion premium* sepanjang umur proyek.

3.3 Perhitungan *Cash Flow* Proyek

Dalam perhitungan *cash flow* proyek dalam studi kasus ini penulis menggunakan model kontrak bagi hasil seperti pada Gambar 2. Data produksi yang digunakan dalam perhitungan *cash flow* proyek ini berdasarkan hasil *forecasting* (peramalan produksi) sebagaimana yang telah disebutkan diatas. Tabel 2 menunjukkan data hipotesis yang digunakan oleh penulis sebagai *base case* perhitungan *cash flow* proyek. Dengan menggunakan hasil *forecasting* produksi dan data hipotesis yang ada dapat dilakukan perhitungan *cash flow* proyek lapangan ini.

Tabel 2. Data Hipotesis *Base Case* Perhitungan *Cash Flow* Proyek

Lama Proyek (tahun)	15
Harga Minyak (US\$/bbl)	70
Government Tax (%)	48
Biaya produksi (US\$/stb)	5
MARR contractor (%)	20
Tingkat suku bunga	15
Metode depresiasi	Straight Line
Waktu depresiasi	seumur proyek
Government share (%)	85
Contractor share (%)	15
Lama Waktu Proyek	15
FTP	0,20
Heating Value minyak (MMBTU/bbl)	5,8
Substitution Fuel	Natural Gas
Substitution Fuel Price at Exhaustion (US\$/MMBTU)*	5,29

*) Diperoleh dari *energy price forecasting* EIA (Lampiran I)⁹

3.3.1 Perhitungan Besaran *Depletion Premium*

Dalam perhitungan besaran *depletion premium* selama umur proyek terdapat beberapa parameter yang mempengaruhinya. Faktor-faktor yang mempengaruhi besarnya *depletion premium* tersebut harus diperhitungkan dengan baik sehingga estimasi *cash flow* proyek yang dihasilkan akan semakin baik. Faktor-faktor yang mempengaruhi besarnya *depletion premium* tersebut antara lain besarnya *discount rate*, besarnya *extraction cost* sumber daya yang diambil

setiap umur proyek, dan harga sumber daya pengganti ketika sumber daya yang diambil saat ini telah habis (*exhaustion time*). Besarnya *extraction cost* (biaya produksi) tentunya juga sangat dipengaruhi oleh besarnya inflasi.

Besarnya *discount rate* ditentukan berdasarkan *interest nominal* saat ini. Dan besarnya *discount rate* dalam perhitungan *depletion premium* ini sama dengan *discount rate* dalam perhitungan *cash flow* nominal proyek. Dalam analisa keekonomian proyek biasanya dinyatakan dengan nilai riil (saat ini), dimana harga dan biaya dinyatakan dalam nilai sekarang (tidak diinflasikan) sehingga perhitungannya lebih mudah dan IRR yang didapat adalah IRR riil. Dalam kasus proyek ini, penulis menggunakan *discount rate* sebesar 15 % sebagai *base case*.

Besarnya *extraction cost* sumber daya yang diambil saat ini, dalam kasus proyek ini adalah minyak di Lapangan – X, diasumsikan konstan sepanjang umur proyek. Kondisi sebenarnya ini sangat tidak mungkin, karena *extraction cost* sangat dipengaruhi oleh besarnya inflasi. Oleh karena itu, perubahan *extraction cost* sumber daya yang diambil sepanjang umur proyek dapat dianalisa dengan melakukan uji sensitivitas sebagaimana yang akan disampaikan pada bagian selanjutnya. Hubungan biaya produksi dengan inflasi dapat ditunjukkan melalui persamaan berikut:

$$\text{Faktor eskalasi} = (1 + \text{tingkat eskalasi}) \quad (18)$$

$$\text{Biaya operasi tereskalasi} = \text{Biaya operasi} \times \text{faktor eskalasi} \quad (19)$$

Sebagai ilustrasi, jika biaya operasi pada tahun ketiga US\$ 5/bbl dan tingkat inflasi 5 %, maka faktor eskalasi adalah $(1+0,05)^3 = 1,157$. Berdasarkan itu, biaya operasi pada tahun itu adalah $\text{US\$ } 5/\text{bbl} \times 1,157 = \text{US\$ } 5,785/\text{bbl}$.

Besarnya harga sumber daya pengganti ketika sumber daya yang diambil saat ini habis (*exhaustion time*) ditentukan oleh jenis sumber daya penggantinya. Ketika sumber daya pengganti memiliki harga yang rendah, tentunya ini akan berpengaruh terhadap besarnya *depletion premium* yang akan diperoleh. Dalam kasus proyek ini, penulis menetapkan sumber daya pengganti minyak yang diproduksi saat ini dengan gas. Oleh karena itu, dalam kontrak yang menerapkan *depletion premium*, sumber energi pengganti ini harus ditetapkan (didefinisikan) diawal kontrak. Penulis berpendapat, sebagai acuan penetapannya adalah perencanaan pengembangan energi yang dilakukan oleh pemerintah dimasa yang akan datang. Di Indonesia, menurut *Blue Print Pengembangan Industri Energi Nasional 2005 – 2020* yang diterbitkan oleh Departemen Energi dan

Sumber Daya Mineral, pengembangan sumber energi fosil akan banyak dilakukan di sektor gas dan batubara. Dengan acuan ini, pemerintah akan mampu merencanakan pengelolaan energi dengan lebih baik, yaitu dengan menetapkan *depletion premium* pada kontrak setiap pemanfaatan energi fosil dengan memrioritaskan *substitution resources* yang akan dikembangkan di masa yang akan datang. Dalam hal ini, penulis mencoba menghitung besaran harga energi pengganti per satuan energi (dalam MMBTU). Hal ini dilakukan karena untuk memudahkan perhitungan untuk jenis sumber energi pengganti yang berbeda-beda. Salah satu ketidakpastian berkaitan dengan harga sumber energi pengganti ketika sumber daya alam yang kita ambil saat ini habis bisa dilakukan peramalan harga energi (*forecasting energy price*). Dalam kasus ini, karena harga energi di Indonesia sangat dipengaruhi oleh harga energi internasional, penulis menggunakan peramalan harga energi yang dilakukan oleh Departemen Energi Amerika Serikat, Energy Information Administration (EIA). Peramalan harga energi yang dilakukan oleh EIA ini dapat dilihat selengkapnya pada **Lampiran I**.

Dengan menggunakan persamaan (15) menurut Asian Development Bank dalam petunjuk analisa keekonomian proyeknya, kita dapat lihat *depletion premium* akan meningkat sepanjang dengan umur proyek. Satuan *depletion premium* yang diperoleh dalam US\$/MMBTU, sehingga total *depletion premium* yang diperoleh dikalikan dengan kandungan energi dalam sejumlah minyak yang diproduksi pada tahun tersebut. Gambaran perhitungan *depletion premium* pada *base case* dapat dilihat sebagai berikut:

Pada tahun ke-nol berdasarkan persamaan (15):

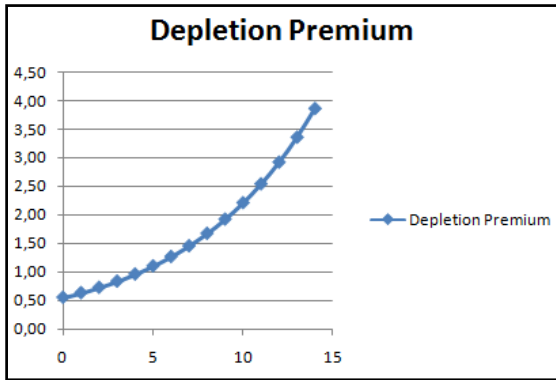
$$DP_t = \frac{(PS_T - CS_t)(1+r)^t}{(1+r)^T}$$

$$DP_t = \frac{(5,29-0,86)(1+0,15)^0}{(1+0,15)^{15}} = 0,54 \text{ US\$/MMBTU}$$

Depletion premium total pada tahun ke-nol adalah $0,54 \times \text{Total Energy Content} = \text{US\$ } 0,54/\text{MMBTU} \times 708.678 \text{ MMBTU} = \text{US\$ } 385.640$.

Dengan $PS_T = 5,29 \text{ US\$/MMBTU}$ berasal dari *forecasting energy price at exhaustion time*. $CS_t = 0,86$ berasal dari rasio antara biaya produksi minyak dengan *heating value* minyak. Sedangkan *total energy content* berasal dari hasil produksi minyak pada tahun tersebut dengan *heating value* minyak.

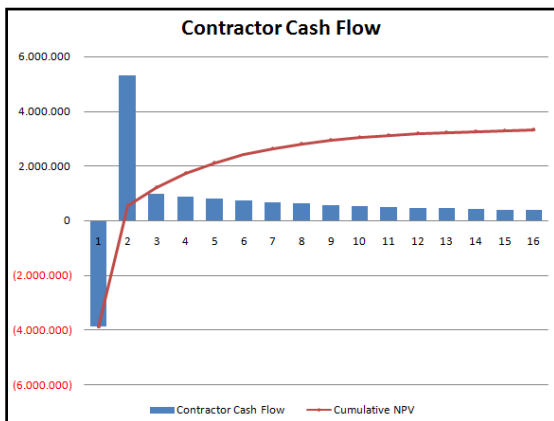
Gambar 7 menunjukkan peningkatan besaran *depletion premium* relatif terhadap umur proyek. Peningkatan besaran *depletion premium* ini yang mengakibatkan peningkatan *total depletion premium* walaupun produksi minyak total terus mengalami penurunan.



Gambar 7. Peningkatan *Depletion Premium* Relatif Terhadap Umur Proyek

3.3.2 Perhitungan *Cash Flow* Proyek *Base Case*

Perhitungan *cash flow* proyek *base case* menggunakan data *forecasting* produksi yang telah dilakukan serta data hipotetis sebagaimana yang terdapat pada Tabel 2. Gambar 8 menunjukkan hasil estimasi *cash flow* proyek pada kondisi *base case* pada kontraktor.



Gambar 8. *Contractor Cash Flow* Project Pada *Base Case*

Pada Gambar 8, terlihat dari cumulative NPV pada tahun ke-2 telah menghasilkan keuntungan. Hal ini menunjukkan proyek produksi lanjutan terhadap Lapangan – X yang telah habis masa kontraknya ini masih sangat menguntungkan walaupun produksi minyak lapangan ini telah turun (*decline*) secara drastis. Tabel 3 menunjukkan besarnya *Net Present Value* serta IRR proyek pada kondisi *base case*.

Tabel 3. NPV dan IRR *Cash Flow* Kontraktor Pada kondisi *Base Case*

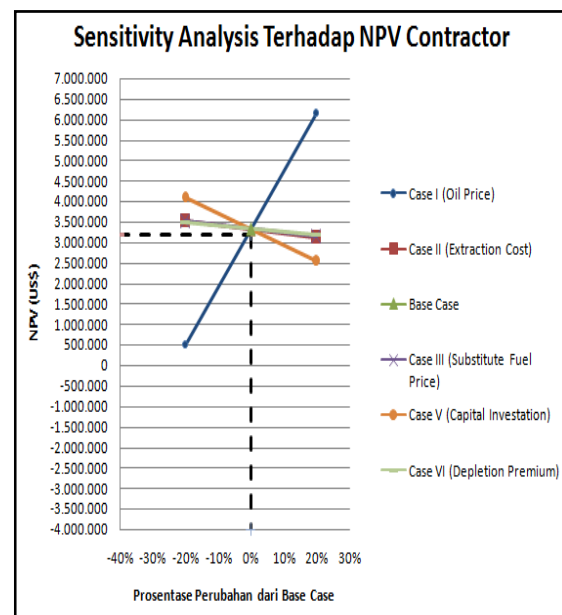
Indikator Keekonomian	Nilai
NPV pada MARR 20% (US\$)	3.324.860
IRR (%)	66

Perhitungan *cash flow* proyek pada kondisi *base case* sepanjang umur proyek dapat dilihat

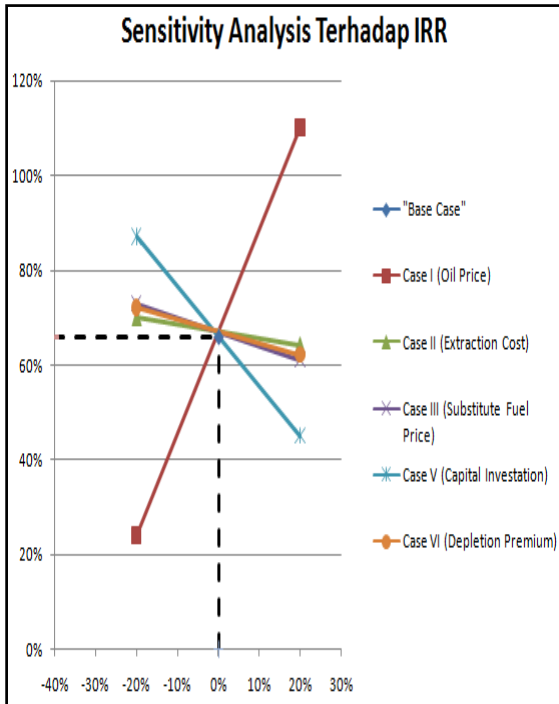
selengkapnya pada **Lampiran II**. Pada kondisi *base case*, terdapat data hipotetis yang memiliki ketidakpastian, sehingga perlu dilakukan analisa uji sensitivitas terhadap parameter-parameter yang sangat mungkin berubah seiring dengan bertambahnya umur proyek.

3.3.3 Analisa Uji Sensitivitas Dengan *Spider Diagram*

Uji sensitivitas sangat diperlukan untuk mengetahui dampak perubahan-perubahan parameter perhitungan *cash flow* proyek terhadap indikator keekonomian khususnya NPV dan IRR proyek. Parameter-parameter dalam perhitungan *cash flow* proyek yang umumnya sering berubah seiring dengan bertambahnya umur proyek antara lain perubahan harga minyak, perubahan *extraction cost*, perubahan *substitute fuel price*, perubahan asumsi investasi kapital, serta perubahan *depletion premium* itu sendiri. Selain itu, perubahan kebijakan fiskal seperti besarnya pajak terhadap indikator keekonomian juga perlu dianalisis. Gambar 9 dan 10 menunjukkan uji sensitivitas parameter perhitungan *cash flow* proyek terhadap indikator keekonomian proyek (NPV dan IRR) dengan menggunakan *spider diagram*. Asumsi perubahan yang digunakan adalah 20% lebih rendah pada kondisi *base case* dan 20% lebih tinggi pada kondisi *base case*. Tabel 4 menunjukkan nilai perubahan indikator keekonomian seiring dengan perubahan parameter-parameter perhitungan *case flow* proyek pada kondisi *base case*-nya.



Gambar 9. Uji Sensitivitas Terhadap NPV Kontraktor



Gambar 10. Uji Sensitivitas Terhadap IRR Kontraktor

Tabel 4. Nilai Perubahan Uji Sensitivitas Terhadap NPV dan IRR Kontraktor Relatif Terhadap Base Case

Base Case		0%	
Oil Price		70	US\$/bbl
Extraction Cost		5	US\$/bbl
Substitute Fuel Price	(gas)	5,29	US\$/MMBTU
Discount Rate		15%	
Capital Investation		5.000.000	US\$
NPV @ 20%		3.324.860	
IRR		66%	
Case I (Oil Price)			
Change		-20%	20%
Oil Price	US\$/bbl	56	84
NPV @ 20%	US\$	492.708	6.157.013
IRR		24%	110%
Case II (Extraction Cost)			
Change		-20%	20%
Extraction Cost	US\$/bbl	4	6
NPV @ 20%	US\$	3.534.563	3.115.158
IRR		70%	64%

Tabel 4. (Lanjutan)

Case III (Substitute Fuel Price)			
Change		-20%	20%
Sunstitute Fuel Price	US\$/MMBTU	4,23	6,35
NPV @ 20%	US\$	3.508.571	3.141.150
IRR		73%	61%
Case V (Capital Investation)			
Change		-20%	20%
Capital Investation	US\$	4.000.000	6.000.000
NPV @ 20%	US\$	4.098.975	2.550.746
IRR		87%	45%
Case VI (Depletion Premium)			
Change		-20%	20%
NPV @ 20%		3.478.343	3.171.378
IRR		72%	62%

3.3.3.1 Uji Sensitivitas Terhadap Perubahan Harga Minyak

Perubahan harga minyak relatif terhadap *base case* menyebabkan perubahan NPV dan IRR yang sangat signifikan. Dari Gambar 9 dan 10 serta nilai pada Tabel 4, perubahan harga minyak 20% diatas *base case* telah menyebabkan NPV kontraktor meningkat dari US\$ 3.324.860 menjadi US\$ 6.157.013 serta peningkatan IRR dari 66% menjadi 110%. Peningkatan drastis ini sangat logis karena harga minyak menentukan *revenue* dari proyek. Semakin besar *revenue* yang diperoleh, maka semakin ekonomis proyek tersebut untuk dilakukan. Namun ketika terjadi penurunan harga minyak sebesar 20% dari *base case*-nya, terjadi penurunan drastis NPV dari US\$ 3.324.860 menjadi US\$ 429.708 serta penurunan IRR dari 66% menjadi 24%. Semakin rendah harga minyak dari harga ini, maka akan menyebabkan lapangan minyak ini akan menjadi *marginal field*.

3.3.3.2 Uji Sensitivitas Terhadap Perubahan Extraction Cost (Biaya Produksi)

Perubahan *extraction cost* (biaya produksi) terhadap *base case* menyebabkan perubahan NPV dan IRR yang cukup signifikan. Dari Gambar 9 dan 10 serta nilai pada Tabel 4, perubahan *extraction cost* (biaya produksi) 20% diatas *base case* telah menyebabkan NPV kontraktor menurun dari US\$ 3.324.860 menjadi US\$ 3.115.158 serta penurunan IRR dari 66% menjadi 64%, demikian sebaliknya. Perubahan *extraction cost* ini salah satunya dipengaruhi oleh inflasi.

3.3.3.3 Uji Sensitivitas Terhadap Perubahan Substitute Fuel Price

Perubahan *substitute fuel price* dari yang diprediksikan melalui *forecasting energy price*

terhadap *base case* menyebabkan perubahan NPV dan IRR yang cukup signifikan. Dari Gambar 9 dan 10 serta nilai pada Tabel 4, perubahan *substitute fuel price* 20% diatas *base case* telah menyebabkan NPV kontraktor menurun dari US\$ 3.324.860 menjadi US\$ 3.141.150 serta penurunan IRR dari 66% menjadi 61%, demikian sebaliknya.

3.3.3.4 Uji Sensitivitas Terhadap Perubahan *Capital Investation*

Perubahan *capital investation* (investasi biaya kapital) terhadap *base case* menyebabkan perubahan NPV dan IRR yang sangat signifikan. Dari Gambar 9 dan 10 serta nilai pada Tabel 4, perubahan *capital investation* 20% diatas *base case* telah menyebabkan NPV kontraktor menurun dari US\$ 3.324.860 menjadi US\$ 2.250.746 serta penurunan IRR dari 66% menjadi 45%, demikian sebaliknya. Hal ini sangat logis karena dengan penambahan *capital investation* akan menambah *capital expenditure* yang harus dikeluarkan kontraktor, sehingga mengurangi NPV yang diperoleh.

3.3.3.5 Uji Sensitivitas Terhadap Perubahan *Depletion Premium*

Perubahan *depletion premium* terhadap *base case* menyebabkan perubahan NPV dan IRR yang cukup signifikan. Dari Gambar 9 dan 10 serta nilai pada Tabel 4, perubahan *depletion premium* 20% diatas *base case* telah menyebabkan NPV kontraktor menurun dari US\$ 3.324.860 menjadi US\$ 3.171.378 serta penurunan IRR dari 66% menjadi 62%, demikian sebaliknya. Perubahan *depletion premium* ini dipengaruhi oleh beberapa faktor sebagaimana yang telah disebutkan pada Bagian 3.3.1 Perhitungan Besaran *Depletion Premium*.

3.4 Pengaruh Pengurangan Pajak Terhadap Indikator Keekonomian Proyek

Penulis mencoba menganalisa dampak pengurangan pajak yang dilakukan pemerintah terhadap indikator keekonomian proyek. Pemerintah dalam perjalanan perkembangan *production sharing contract* terus menurunkan nilai pajaknya dari 56%, 48% kemudian menjadi 44% setelah tahun 2001. Secara logika, pengurangan pajak seharusnya merugikan negara, karena pemasukan negara dari sektor pajak akan berkurang. Namun pertanyaan yang muncul adalah mengapa pemerintah justru menurunkan pajaknya kepada para kontraktor. Penulis mencoba melakukan perhitungan efek perubahan indikator perekonomian pada *base case* untuk nilai pajak yang berbeda. Tabel 5 menunjukkan perubahan NPV dan IRR pada *base case* karena pengurangan pajak oleh pemerintah.

Tabel 5. Perubahan Indikator Keekonomian Proyek Terhadap Penurunan Pajak

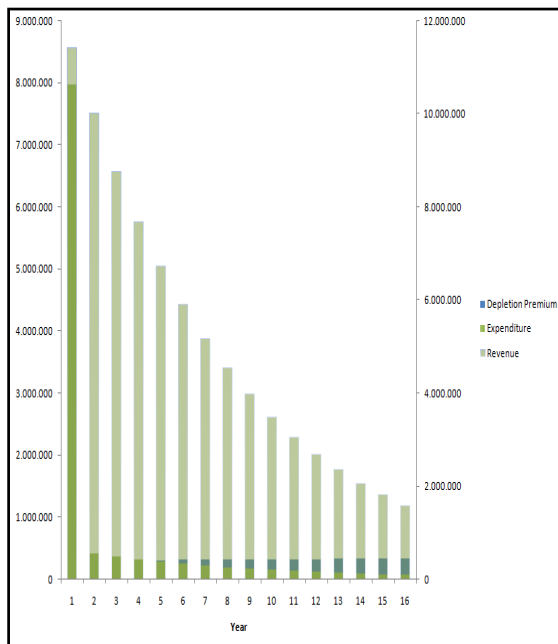
Parameter	Pajak 48 %	Pajak 44 %
NPV Kontraktor (US\$)	3.264.860	2.017.870
IRR Kontraktor (%)	66	54

Dari Tabel 5, dapat disimpulkan dengan menurunkan pajak kepada kontraktor justru menurunkan pendapatan yang mereka peroleh, dari semula US\$ 3.264.860 pada pajak 48 % menjadi US\$ 2.017.870 ketika pajak diturunkan menjadi 44%. Hal ini dapat dianalisa dengan mengembalikan pengaruh pajak terhadap *cash flow* proyek. Pajak memang tidak berpengaruh secara langsung dengan *cash flow* proyek. Namun pajak sangat berpengaruh terhadap besarnya *split before tax* yang dihitung dengan menggunakan persamaan (8) dan (9). Dengan menggunakan persamaan tersebut, dapat kita hitung bahwa ketika untuk mendapatkan *split after tax* 85:15 (pemerintah 85% dan kontraktor 15%), maka ketika pajak 48% *split before tax*-nya adalah 71,1538% dan kontraktor 28,8462%. Namun ketika pajak diturunkan oleh pemerintah menjadi 44%, maka *split before tax*-nya adalah 73,2143% dan kontraktor 26,7857%. Jadi, dengan menurunkan pajak *split after tax*-nya tetap tetapi *split before tax*-nya berubah, yaitu naik bagi pemerintah dan turun bagi kontraktor. Dalam *production sharing contract* hal ini disebut sebagai *stabilization clause*.⁴

3.5 Penentuan Besar Investasi Yang Diperlukan Jika Pemerintah Menyediakan Dana Investasi Sendiri Dalam Pengelolaan Lapangan – X.

Pemerintah dapat mengoptimalkan peran badan usaha daerah atau lokal untuk mengembangkan pengelolaan Lapangan – X. Bentuk kontrak kerja sama yang digunakan bisa saja berbeda, dan secara regulasi menurut UU No. 22 Tahun 2001 Tentang Minyak dan Gas Bumi, hal tersebut bukan menjadi masalah asalkan bentuk kerja sama yang dilakukan tidak merugikan negara. Besarnya investasi dapat dilihat dari besarnya *revenue* yang diperoleh dan juga besarnya pengeluaran (*expenditure*) yang dilakukan. Gambar 11 menunjukkan plot grafik antara *revenue*, *expenditure*, dan *depletion premium*. Gambar tersebut menunjukkan keuntungan yang akan pemerintah peroleh yaitu setelah *revenue* dikurangi dengan *expenditure* dan *depletion premium*. *Depletion premium* tidak termasuk dalam

pendapatan karena dana tersebut menjadi dana alokasi khusus sebagai *user cost* yang harus dibayar untuk pengembangan dan pemanfaatan energi dimasa yang akan datang. Besarnya dana yang dibutuhkan oleh pemerintah jika pemerintah ingin mengusahakan sendiri pengelolaan lapangan tersebut dapat dihitung dari jumlah *expenditure* (pengeluaran) yang diperlukan. Dengan menggunakan *base case*, besar total dana yang dibutuhkan oleh pemerintah untuk mengelola Lapangan – X selama 15 tahun adalah sekitar US\$ 14.340.545. Jika *depletion premium* diterapkan dengan baik, maka kebutuhan dana ini dapat *support* dari dana *depletion premium*. Namun saat ini untuk mendapatkan dana untuk pengelolaan lapangan tersebut secara mandiri dapat berasal dari penerbitan obligasi atau dengan menggunakan *sukuk* (surat berharga berbasis aset) untuk menghimpun dana dari masyarakat guna pembiayaan proyek ini.



Gambar 11. Plot Depletion Premium, Revenue, dan Expenditure

Dari Gambar 11, dapat dilihat pengeluaran hanya besar diawal, biasanya untuk maintenance sumur-sumur dan sebagainya. Pada tahun selanjutnya *revenue* yang diperoleh setelah dikurangi dengan *depletion premium* dan *expenditure* masih memberikan keuntungan yang besar. Oleh karena itu, pemerintahpun dapat memproduksi dan mengelola lapangan ini secara mandiri dengan melibatkan badan usaha lokal sehingga mampu memberikan manfaat bagi masyarakat sekitarnya.

IV. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan serta dikaitkan dengan tujuan dari penelitian ini, maka dapat disimpulkan beberapa hal sebagai berikut:

- 1 Kemampuan produksi lapangan diperkirakan berdasarkan *forecasting* data produksi yang ada mampu hingga sekitar tahun 2020 (sekitar 15 tahun).
- 2 Indikator keekonomian proyek menunjukkan NPV pada MARR = 20% dalam *cash flow* kontraktor sebesar US\$ 3.324.860 dan IRR sebesar 66%. Hal ini dapat disimpulkan lapangan ini masih sangat ekonomis untuk diproduksi kembali.
- 3 Faktor-faktor yang mempengaruhi besaran *depletion premium* antara lain besarnya *discount rate*, besarnya *extraction cost* (biaya produksi), dan harga sumber daya alam pengganti (*substitute fuel price*). Diasumsikan biaya *extraction cost* (biaya produksi) konstan sepanjang umur proyek.
- 4 Parameter perhitungan *cash flow* yang mempengaruhi perubahan indikator ekonomi (NPV dan IRR) antara lain perubahan harga minyak, perubahan *extraction cost*, perubahan *substitute fuel price*, perubahan *capital investment*, dan perubahan *depletion premium*.
- 5 Pajak memang tidak berpengaruh secara langsung dengan *cash flow* proyek. Namun pajak sangat berpengaruh terhadap besarnya *split before tax*. Dengan menurunkan pajak *split after tax*-nya tetap tetapi *split before tax*-nya berubah, yaitu naik bagi pemerintah dan turun bagi kontraktor.
- 6 Dengan menggunakan *base case*, besar total dana yang dibutuhkan oleh pemerintah untuk mengelola Lapangan – X selama 15 tahun adalah sekitar US\$ 14.340.545. Besaran dana tersebut dilihat dari besarnya *expenditure* yang dikeluarkan.

V. REKOMENDASI

Pelu dilakukan penelitian lebih lanjut untuk menentukan model kerja sama antara pemerintah dengan badan usaha daerah atau lokal untuk memanfaatkan lapangan-lapangan yang masih ekonomis dan telah habis masa kontraknya.

Dalam pelaksanaan penerapan *depletion premium*, pemerintah harus menyiapkan perangkat-perangkat yang diperlukan, antara lain:

- 1 Perundang-undangan berkaitan dengan *depletion premium*. Dana yang diperoleh dari *depletion premium* dialokasikan khusus di Departemen Keuangan untuk pengembangan dan penelitian energi di masa yang akan datang atau upaya menemukan cadangan energi fosil yang baru.

- 2 Cetak biru perencanaan pengembangan energi nasional yang terpadu, sehingga mampu mengalokasikan dan *depletion premium* untuk kebutuhan pengembangan energi nasional berdasarkan skala prioritas pengembangan.
- 3 Badan atau lembaga energi nasional (seperti EIA) dibawah Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral untuk melakukan *forecasting energy price* berdasarkan neraca antara *supply* dan *demand*, selain untuk mendefinisikan beberapa parameter untuk menentukan besaran *depletion premium* tetapi juga untuk menjaga stabilitas energi (ketahanan energi) nasional.

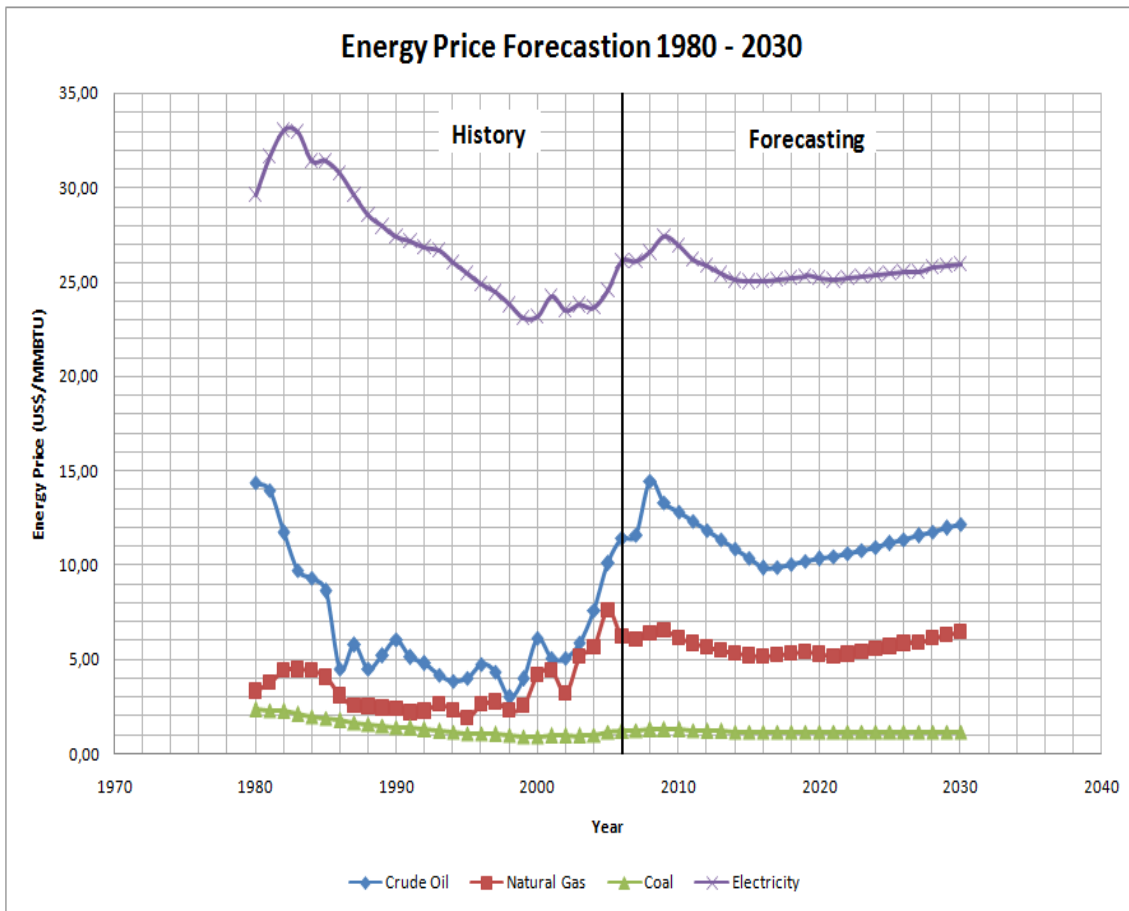
VI. DAFTAR SIMBOL

C	= Nilai uang saat ini, US\$
C_{n-1}	= Biaya <i>capital</i> pada tahun sebelumnya, US\$
CR	= <i>Cost Recovery</i> , US\$
CR_{n-1}	= <i>Cost Recovery</i> pada tahun sebelumnya, US\$.
CS	= <i>Contractor share</i> , US\$
CS_t	= <i>Extraction cost</i> dari sumber daya yang diambil saat ini pada tahun ke-t, US\$/BBL
CCF	= <i>Contractor Cash Flow</i> , US\$
Dep	= <i>Depreciation</i> , US\$
DMO	= <i>Domestic Market Obligation</i> , US\$
DP_t	= <i>Depletion Premium</i> pada tahun ke-t, US\$/MMBTU
FTP	= <i>First Tranche Petroleum</i> , US\$
GS	= <i>Government share</i> , US\$
i	= <i>interest rata-rata</i> , %
n	= waktu, tahun
NC	= <i>Non Capital</i> , US\$
NGS	= <i>Net Governmern Share</i> , US\$
NPV	= <i>Net Present Value</i> , US\$
OC	= <i>Operating Cost</i> , US\$/BBL
PS_T	= Harga sumber daya pengganti (<i>substitute fuel price</i>) pada saat <i>exhaustion time</i> dari sumber daya yang diambil saat ini, US\$/MMBTU
q_i	= Produksi minyak pada saat awal, BOPD
q_t	= Produksi minyak pada saat waktu t, BOPD
R	= <i>Revenue</i> , US\$
R^2	= Koefisien regresi, $0 \leq R^2 \leq 1,0$
Rec_{n-1}	= Biaya yang <i>ter-recover</i> pada tahun sebelumnya, US\$
S	= Nilai uang dimasa yang akan datang, US\$
S_n	= Nilai uang pada waktu ke-n, US\$
T	= Lama waktu depresiasi, persamaan (11) dan (12), tahun
UR	= <i>Unrecover</i> , US\$

VII. DAFTAR PUSTAKA

- 1 Arsegianto., "Ekonomi Minyak dan Gas Bumi", Program Studi Teknik Perminyakan ITB, Bandung, 2000.
- 2 Arsegianto., "Presentasi Kuliah Regulasi Industri Migas, Pengusahaan Kegiatan Hulu Minyak dan Gas", Program Studi Teknik Perminyakan ITB, Bandung, 2003.
- 3 Economic and Development Resource Center., "Guideline for the Economic Analysis of Project", ADB (Asian Development Bank), Manila, 1997.
- 4 <http://ekonomi-migas.blogspot.com/>
- 5 Kadir, Abdul Wahab Abdoel., "Resiko Bisnis Sektor Hulu Perminyakan (Analisis Teknis dan Finansial)", Pradya Pramita, Jakarta, 2004.
- 6 Munadi., " Penerapan Depletion Premium Dalam Sistem Kontrak Kerjasama Migas di Indonesia", Program Studi Teknik Perminyakan, Bandung, 2006.
- 7 Partowidagdo, Widjajono., "Manajemen dan Ekonomi Minyak dan Gas Bumi", Program Studi Pembangunan Pascasarjana ITB, Bandung, 2002.
- 8 Permadi, Asep Kurnia., "Diktat Teknik Reservoir I", Program Studi Teknik Perminyakan ITB, Bandung, 2004.
- 9 www.eia.doe.gov

LAMPIRAN I
ENERGY PRICE FORECASTION 1980 – 2030⁹



Year	Crude Oil	Natural Gas	Coal	Electricity
1980	14,36	3,33	2,36	29,58
1981	13,96	3,78	2,32	31,63
1982	11,72	4,43	2,27	33,03
1983	9,73	4,47	2,10	32,92
1984	9,29	4,42	2,00	31,42
1985	8,61	4,05	1,92	31,42
1986	4,49	3,07	1,77	30,74
1987	5,78	2,57	1,67	29,59
1988	4,48	2,52	1,55	28,53
1989	5,21	2,42	1,48	27,92
1990	6,06	2,37	1,42	27,38
1991	5,13	2,19	1,36	27,18
1992	4,78	2,27	1,30	26,84
1993	4,19	2,61	1,22	26,67
1994	3,84	2,31	1,17	26,04
1995	4,03	1,90	1,11	25,44
1996	4,74	2,61	1,07	24,86
1997	4,35	2,75	1,04	24,42

LAMPIRAN I (LANJUTAN)

Year	Crude Oil	Natural Gas	Coal	Electricity
1998	3,00	2,29	0,99	23,77
1999	3,98	2,53	0,94	23,07
2000	6,11	4,17	0,92	23,16
2001	5,09	4,41	0,95	24,21
2002	5,06	3,20	0,97	23,50
2003	5,88	5,16	0,95	23,78
2004	7,63	5,64	1,03	23,64
2005	10,10	7,62	1,18	24,55
2006	11,42	6,24	1,21	26,10
2007	11,60	6,03	1,25	26,08
2008	14,46	6,39	1,28	26,56
2009	13,31	6,56	1,29	27,39
2010	12,80	6,16	1,28	26,90
2011	12,31	5,85	1,25	26,18
2012	11,82	5,67	1,22	25,85
2013	11,35	5,48	1,20	25,40
2014	10,85	5,32	1,18	25,09
2015	10,35	5,21	1,17	25,00
2016	9,85	5,17	1,16	25,04
2017	9,88	5,24	1,15	25,14
2018	10,03	5,31	1,14	25,20
2019	10,19	5,38	1,14	25,31
2020	10,32	5,29	1,14	25,23
2021	10,47	5,17	1,14	25,09
2022	10,63	5,29	1,15	25,22
2023	10,80	5,41	1,15	25,27
2024	10,97	5,56	1,16	25,34
2025	11,15	5,69	1,16	25,43
2026	11,34	5,84	1,16	25,51
2027	11,56	5,89	1,17	25,53
2028	11,76	6,12	1,18	25,75
2029	11,97	6,30	1,18	25,83
2030	12,18	6,45	1,19	25,93

LAMPIRAN II
PERHITUNGAN CASH FLOW PROYEK PADA KONDISI BASE CASE

Tahun		Prod (B/D)	Total Prod (Bbl)	Total Energy Content (MMBTU)	Revenue (US\$)	Biaya Kapital	Biaya Non Kapital	DP (US\$/MMBTU)	Total DP (US\$)	FTP	FTP Gov	FTP Cont	OC (US\$)
0	2005	334,76	122.186	708.678	8.553.013	5.000.000	5.000.000	0,54	385.640	1.633.475	1.162.279	471.195	610.930
1	2006	293,33	107.066	620.982	7.494.607	0	0	0,63	388.606	1.421.200	1.011.238	409.962	535.329
2	2007	257,03	93.817	544.137	6.567.174	0	0	0,72	391.595	1.235.116	878.832	356.284	469.084
3	2008	225,23	82.207	476.802	5.754.508	0	0	0,83	394.607	1.071.980	762.755	309.226	411.036
4	2009	197,35	72.034	417.799	5.042.407	0	0	0,95	397.642	928.953	660.985	267.968	360.172
5	2010	172,93	63.120	366.098	4.418.426	0	0	1,09	400.701	803.545	571.753	231.792	315.602
6	2011	151,53	55.309	320.795	3.871.661	0	0	1,26	403.783	693.576	493.505	200.070	276.547
7	2012	132,78	48.465	281.098	3.392.556	0	0	1,45	406.888	597.134	424.883	172.250	242.325
8	2013	116,35	42.468	246.313	2.972.739	0	0	1,66	410.018	512.544	364.695	147.850	212.338
9	2014	101,95	37.212	215.832	2.604.872	0	0	1,91	413.171	438.340	311.896	126.444	186.062
10	2015	89,34	32.608	189.124	2.282.528	0	0	2,20	416.349	373.236	265.571	107.664	163.038
11	2016	78,28	28.572	165.720	2.000.073	0	0	2,53	419.551	316.104	224.920	91.184	142.862
12	2017	68,59	25.037	145.213	1.752.571	0	0	2,91	422.778	265.958	189.240	76.719	125.184
13	2018	60,11	21.939	127.243	1.535.696	0	0	3,35	426.030	221.933	157.914	64.019	109.693
14	2019	52,67	19.224	111.497	1.345.659	0	0	3,85	429.307	183.270	130.404	52.867	96.118
15	2020	46,15	16.845	97.700	1.179.138	0	0	4,43	432.609	149.306	106.237	43.069	84.224

LAMPIRAN II (LANJUTAN)

Tahun		Cost Recovery (US\$)				ETS	Share (US\$)					
		D	Jumlah	Paid	Car. Forward		Pre-DMO	DMO	Imbalan	Pre-Tax	Tax	After Tax
0	2005	0	10.610.930	6.533.898	4.077.031	0	471.195	117.799	17.670	371.066	178.112	192.954
1	2006	333.333	4.945.694	5.684.800	0	0	409.962	102.491	15.374	322.845	154.966	167.880
2	2007	333.333	802.417	802.417	0	4.138.046	1.549.953	387.488	58.123	1.220.588	585.882	634.706
3	2008	333.333	744.370	744.370	0	3.543.551	1.331.405	332.851	49.928	1.048.482	503.271	545.211
4	2009	333.333	693.505	693.505	0	3.022.307	1.139.788	284.947	42.742	897.583	430.840	466.743
5	2010	333.333	648.935	648.935	0	2.565.245	971.768	242.942	36.441	765.267	367.328	397.939
6	2011	333.333	609.881	609.881	0	2.164.422	824.424	206.106	30.916	649.234	311.632	337.602
7	2012	333.333	575.659	575.659	0	1.812.875	695.196	173.799	26.070	547.467	262.784	284.683
8	2013	333.333	545.672	545.672	0	1.504.505	581.842	145.461	21.819	458.201	219.936	238.264
9	2014	333.333	519.396	519.396	0	1.233.965	482.397	120.599	18.090	379.887	182.346	197.541
10	2015	333.333	496.371	496.371	0	996.572	395.138	98.784	14.818	311.171	149.362	161.809
11	2016	333.333	476.196	476.196	0	788.221	318.556	79.639	11.946	250.863	120.414	130.449
12	2017	333.333	458.517	458.517	0	605.317	251.330	62.832	9.425	197.922	95.003	102.920
13	2018	333.333	443.026	443.026	0	444.707	192.300	48.075	7.211	151.436	72.689	78.747
14	2019	333.333	429.452	429.452	0	303.630	140.452	35.113	5.267	110.606	53.091	57.515
15	2020	333.333	417.557	417.557	0	179.666	94.896	23.724	3.559	74.730	35.871	38.860

LAMPIRAN II (LANJUTAN)

Tahun		Cont. Revenue	Expenditure	Contractor Net Cash Flow (US\$)			Government Net Cash Flow (US\$)			
				Nominal	Disc'ed	Disc.Cum	Gov. Share	Gov. Revenue	Disc'ed	Disc.Cum
0	2005	6.726.853	10.610.930	(3.884.077)	(3.884.077)	(3.884.077)	0	1.726.031	1.726.031	1.726.031
1	2006	5.852.680	535.329	5.317.351	4.431.126	547.049	0	1.554.810	1.352.009	3.078.040
2	2007	1.437.123	469.084	968.039	672.249	1.219.298	3.029.641	1.856.309	1.403.637	4.481.676
3	2008	1.289.580	411.036	878.544	508.417	1.727.715	2.594.386	1.660.633	1.091.893	5.573.570
4	2009	1.160.249	360.172	800.077	385.839	2.113.554	2.212.761	1.489.468	851.608	6.425.178
5	2010	1.046.874	315.602	731.272	293.882	2.407.436	1.878.126	1.339.782	666.108	7.091.286
6	2011	947.482	276.547	670.935	224.695	2.632.131	1.584.667	1.208.920	522.650	7.613.936
7	2012	860.342	242.325	618.016	172.477	2.804.608	1.327.284	1.094.556	411.484	8.025.420
8	2013	783.936	212.338	571.598	132.935	2.937.543	1.101.513	994.649	325.152	8.350.572
9	2014	716.937	186.062	530.875	102.887	3.040.430	903.439	907.413	257.943	8.608.515
10	2015	658.180	163.038	495.142	79.968	3.120.398	729.633	831.283	205.480	8.813.996
11	2016	606.644	142.862	463.782	62.419	3.182.818	577.091	764.886	164.407	8.978.403
12	2017	561.437	125.184	436.253	48.929	3.231.747	443.178	707.021	132.147	9.110.550
13	2018	521.773	109.693	412.080	38.515	3.270.261	325.589	656.634	106.721	9.217.271
14	2019	486.967	96.118	390.848	30.442	3.300.703	222.300	612.802	86.606	9.303.878
15	2020	456.417	84.224	372.193	24.157	3.324.860	131.541	574.716	70.629	9.374.507

NPV @ 20% Discount Rate

3.324.860 US\$

IRR

66%