

ANALISIS KEEKONOMIAN PROYEK PERUSAHAAN MINYAK DAN GAS BUMI : STUDI KASUS ABC OIL

Poppy Nandasari¹, Ilham Priadythama²

^{1,2}Jurusan Teknik Industri, Fakultas Teknik, Universitas Sebelas Maret

Jl. Ir. Sutami 36A Surakarta 57126

Telp. 0271-6322110

Email: ¹nandapoppy@gmail.com, ²priadythama@gmail.com

ABSTRAK

Minyak dan gas bumi merupakan sumber daya alam yang tidak dapat diperbaharui (*unrenewable resources*) yang mempunyai peranan penting bagi pembangunan Indonesia. Kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi merupakan salah satu bentuk usaha bisnis yang berorientasi mencari keuntungan. Masalah utama bagi perusahaan nasional baik swasta maupun BUMN untuk mengusahakan lapangan migas yang baru adalah dana untuk investasi pembuatan sumur baru dikarenakan pembuatan sumur baru ini membutuhkan biaya yang sangat besar, karena untuk melakukan pengeboran minyak dibutuhkan pekerja dengan tenaga yang sangat ahli, teknologi yang sangat mahal. Dengan menggunakan model perhitungan *production sharing contract* maka dapat ditentukan nilai IRR, NPV, serta *payout time* sehingga dapat diketahui apakah suatu proyek tersebut layak dijalankan atau tidak. Dengan menggunakan model perhitungan *production sharing contract* didapatkan hasil IRR pada ABC Oil diperoleh nilai IRR sebesar 12%, dengan tingkat *discount factor* 10% maka didapatkan nilai NPV pada tahun 2019 adalah sebesar 191.28 MMUS\$, pengembalian investasi yang ditanam akan kembali setelah 6,32 tahun dari year zero atau tahun awal perhitungan yakni dari tahun 2016. Sehingga proyek tersebut layak dijalankan.

Kata kunci: *economic project, IRR, NPV, oil and gas, payback period*

LATAR BELAKANG

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. 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.

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. *Production Sharing Contract* merupakan pengganti dari Kontrak Karya (*Contract of Work*). *Production Sharing Contract* ini adalah suatu kerjasama yang dilakukan antara Kontraktor yang bertindak sebagai Operator dan Pemerintah Indonesia yang dalam hal ini diwakili oleh SKK MIGAS bertindak sebagai pemegang *Mineral Right* atau agen pemerintah

Masalah utama bagi perusahaan migas nasional baik swasta maupun BUMN untuk mengusahakan lapangan migas yang baru adalah dana untuk investasi pembuatan sumur baru dikarenakan pembuatan sumur baru ini membutuhkan biaya yang sangat besar, karena untuk melakukan pengeboran minyak dibutuhkan pekerja dengan tenaga yang sangat ahli, teknologi yang sangat mahal. Namun, apabila sumur yang akan dibor yang mana diperkirakan ada gas namun apabila setelah di bor ternyata tidak terdapat minyak atau gas bumi maka negara akan merugi ratusan bahkan milyaran dollar. Prediksi sumur yang meleset yang mana ternyata tidak ditemukannya cadangan minyak atau gas dikarenakan sumber minyak dan gas bumi terdapat jauh dibawah permukaan bumi, sehingga tidak bisa hanya mengira-ira. Sehingga diperlukan perhitungan kelayakan investasi yang cukup matang seperti menghitung *Internal Rate of Return*, *Net Present Value*, serta *Pay Out Time* guna mengetahui apakah suatu proyek tersebut layak dijalankan atau tidak.

Paper berikut ini mengkaji tentang analisis kelayakan keekonomian proyek pada perusahaan ABC Oil apabila dilakukan penambahan sumur dalam analisis keekonomian proyek migas menurut model PSC yang umum diterapkan di Indonesia saat ini dengan studi kasus proyek penambahan lapangan untuk dimanfaatkan 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.

Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini antara lain adalah :

1. Mengidentifikasi besarnya biaya yang dibutuhkan dan manfaat yang akan didapat apabila penambahan sumur pada perusahaan tersebut dibangun.
2. Mengidentifikasi apakah penambahan sumur baru untuk proyek migas layak untuk dilaksanakan apabila ditinjau dari sisi ekonomi, dengan memperhitungkan besarnya manfaat yang didapat dari pembangunan proyek tersebut.
3. Mengidentifikasi risiko-risiko dan dampak terjadi pada perusahaan minyak dan gas bumi.
4. Mengidentifikasi biaya yang seharusnya terdapat pada sistem bagi hasil migas (*Production Sharing Contract*).

STUDI LITERATUR

Dalam bisnis perminyakan, penguasaan lapangan dapat ditempuh melalui dua cara, yaitu mengikuti tender di BPMIGAS, atau mengakuisisi lapangan/kontrak dari perusahaan yang sudah ada. Proses eksplorasi tahapan pertama untuk mencari sumber minyak adalah dengan melakukan eksplorasi. Dalam rangka eksplorasi tersebut untuk mendapatkan kandungan minyak dan/atau gas bumi, perusahaan harus melakukan beberapa kegiatan termasuk survei lokasi, pemetaan, *seismic*, termasuk *study geology* dan *geophysic* dari hasil survei tersebut, kemudian apabila telah dapat menentukan titik lokasi pengeboran selanjutnya melakukan pengeboran sumur eksplorasi. Apabila dalam pengeboran sumur tersebut terindikasi adanya minyak dan/atau gas, maka selanjutnya sumur tersebut harus melalui proses tes produksi untuk mendapatkan data karakteristik minyak termasuk jumlah produksi per hari (bopd) dari sumur tersebut.

Menurut (Pudyantoro, 2014), PetroEkonomi adalah alat yang digunakan untuk menilai serta mengevaluasi kelayakan proyek perminyakan atau untuk membuat rencana pengembangan usaha hulu migas. Dalam konteks *Production Sharing Contract* di Indonesia, pelaksanaan kontrak kerjasama mencakup evaluasi keekonomian pengembangan lapangan yang selalu melibatkan semua pihak yang berkontrak. Sistem *Production Sharing and Control* adalah pola bisnis yang ditetapkan pada hulu migas. Investor memiliki kepentingan terhadap skema bisnis yang digunakan sebelum membuat keputusan investasi. Investor berskala internasional akan memilih Negara tujuan investasi berdasarkan pertimbangan rasional yaitu negara yang memberikan keuntungan besar bagi mereka. Seluruh faktor akan dipertimbangkan, antara lain pertimbangan teknis, keamanan dan kenyamanan berinvestasi, faktor *financial* dan keekonomian proyek. Disisi lain, pemerintah juga memandang penting skema bisnis yang akan dipilih. Kebijakan tersebut akan mempengaruhi penerimaan negara secara langsung.

Production Sharing Control Indonesia secara implisit menyatakan bahwa pemilik proyek adalah pemerintah Indonesia, sedangkan kontraktor adalah investor yang menjadi mitra kerjasama yang membantu melakukan pencarian cadangan migas dan membantu mengekstraksi dan mengangkat migas ke permukaan bumi. Alasan mengapa memilih *Production Sharing and Control* adalah karena bisnis hulu migas adalah bisnis yang berisiko. Risiko terbesar dalam bisnis hulu migas adalah risiko tidak ditemukannya cadangan migas. Untuk mencari dan menemukan cadangan migas diperlukan juga teknologi yang tinggi. Karena posisi cadangan migas tersebut jauh dibawah permukaan bumi. Tidak bisa hanya menduga-duga. Sehingga konsekuensinya adalah biaya yang besar dan mahal.

Perhitungan bagi hasil produksi minyak/gas harus mengikuti ketentuan-ketentuan yang tercantum dalam kontrak bagi hasil atau PSC (*Production Sharing Contract*). Selanjutnya presentase pembagian minyak tersebut diatur melalui mekanisme bagi hasil yang telah disepakati bersama antara Kontraktor dengan *Government*.

Unsur-unsur yang terkait dalam perhitungan bagi hasil antara lain:

1. Jumlah *lifting*, yaitu jumlah minyak yang diserahkan ke pembeli dalam satuan barrel (BBL).

2. ICP (*Indonesian Crude Price*), adalah harga minyak yang ditetapkan oleh Pemerintah dalam hal ini Ditjen Migas. Nilai ICP dinyatakan dalam USD per barrel.
3. *Cost Recovery*, yaitu pengembalian (*reimbursement*) atas biaya-biaya yang dikeluarkan oleh Perusahaan. Sisa *cost recovery* yang tidak ter-*recover* pada bulan yang bersangkutan disebut "*Unrecovered Cost*". Besarnya presentase *recoverable cost* ini harus ditentukan bersama di dalam perjanjian, kemudian dikurangkan ke *gross revenue*, untuk selanjutnya, jumlah ini akan dikembalikan kepada kontraktor.
4. *Equity to be Split*, yaitu besaran prosentase bagi hasil antara Perusahaan atau kontraktor dengan *Government* yang ditentukan dalam kontrak PSC
5. *Domestic Market Obligation* (DMO), yaitu jumlah kewajiban Perusahaan untuk menjual sebagian minyak kedalam negeri dengan harga tertentu. *DMO Fee* adalah pengembalian atas DMO kepada kontraktor.
6. *Gross revenue* adalah jumlah minyak yang diproduksi dari sumur-sumur di lapangan yang merupakan *shareble oil*, kemudian dikalikan dengan harga minyak yang berlaku saat ini
7. *Contractor Entitlement* adalah bagian minyak yang menjadi milik kontraktor yang telah dibagi secara presentase
8. *Contractor's net income* adalah pendapatan kontraktor bersih setelah dikurangi pajak dan ditambah dengan pengembalian *cost recovery*.
9. *Government net income* adalah pendapatan Pemerintah yang berupa pajak dan DMO dari kontraktor.
10. *Abandonment cost* adalah sejumlah dana yang harus dicadangkan kontraktor untuk membongkar fasilitas operasi perminyakan saat akan meninggalkan wilayah kerja yang akan mereka tutup.
11. *Cost Recovery* adalah penggantian biaya oleh pemerintah kepada *Production Sharing Control* (PSC) atas biaya yang dikeluarkan untuk mencari, mengembangkan, memproduksi dan mengirimkan hasil migas. Proses *Cost Recovery* baru dapat dimulai ketika PSC telah berhasil melakukan *lifting* (pengantaran) produksi migas. Itupun jika atas hasil produksi tersebut masih terdapat sisa setelah di-*pay out time* dengan FTP (*First Tranche Petroleum*) sebagai jatah awal penerimaan hasil produksi bagi pemerintah.
12. IRR berasal dari bahasa Inggris *Internal Rate of Return* disingkat IRR yang merupakan indikator tingkat efisiensi dari suatu investasi (Wikipedia,2013).
13. *Net Present Value* atau arus tunai bersih dalam konteks investasi, menunjukkan sebuah kemampuan perusahaan untuk *re-invest* dan kemampuan perusahaan untuk mengembalikan pengeluaran uang tunai yang sudah pernah dikeluarkan dalam bentuk investasi. Oleh karena itu, perhitungan keberhasilan investasi didasarkan pada nilai sekarang dari arus tunai bersih. Sehingga, pengelolaan *Net Present Value* atau arus tunai bersih sangat penting dan menjadi salah satu indikator penentu kesehatan perusahaan.
14. *Cash flow* atau aliran kas merupakan sejumlah uang kas yang keluar dan yang masuk sebagai akibat dari aktivitas perusahaan dengan kata lain adalah aliran kas yang terdiri dari aliran masuk dalam perusahaan dan aliran kas keluar perusahaan serta berapa saldonya setiap periode. (Wikipedia, 2013)
15. *Payout Time* atau *Payback Period* (PBP) adalah jangka waktu yang diperlukan untuk mengembalikan investasi yang ditanam. Proyek yang mempunyai harga *pay out time* yang pendek berarti baik, tetapi *pay out time* juga menunjukkan resiko proyek. Makin panjang *pay out time*, makin besar resiko yang dihadapi proyek.

METODE PENELITIAN

Dalam melakukan penelitian haruslah terlebih dahulu dilakukan perumusan langkah – langkah untuk pemecahan masalah, tujuannya adalah untuk mempermudah dalam penelitian agar terarah dengan lebih baik dalam penyelesaian masalah – masalah tersebut. Adapun langkah – langkah dalam penyelesaian masalah dalam penelitian tersebut adalah:

1. Studi Pendahuluan

Terdiri atas observasi awal dan mengidentifikasi setiap masalah. Observasi dilakukan di perusahaan. Serta dilakukan studi pustaka yakni membaca buku, jurnal, artikel serta berita yang terkait dengan minyak dan gas bumi.

2. Perumusan Masalah

Selanjutnya penelitian dimulai dengan merumuskan masalah dari latar belakang yang ada. Kemudian menentukan tujuan penelitian dan melakukan studi literatur terkait penelitian yang dilakukan.

3. Pengumpulan Data

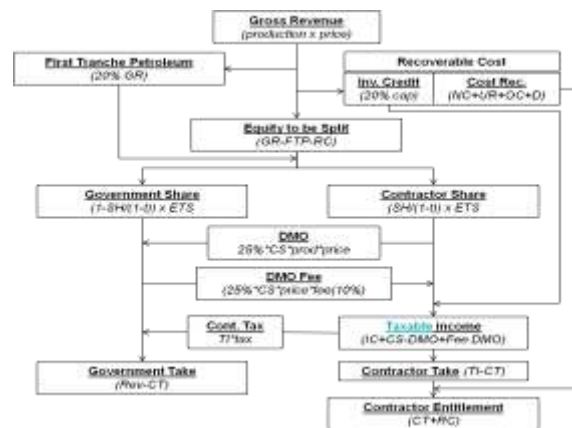
Teknik pengumpulan data yakni dengan mengumpulkan data dari perusahaan tentang prediksi minyak bumi dan gas sampai dengan tahun 2038. Serta menggunakan telaah pustaka, yaitu dengan menelusuri berbagai dokumen tertulis yang berkaitan dengan fokus penelitian seperti jurnal, buku, artikel, dan pemberitaan dari media elektronik yang berhubungan dengan permasalahan yang dibahas. Data-data yang didapat dari berbagai literatur tersebut akan digunakan sebagai bahan untuk membantu menganalisa yang dibahas dalam penelitian.

4. Analisis dan Intrepetasi Hasil

Teknis analisis data yang digunakan adalah teknik analisis data kualitatif, dimana analisisnya diarahkan pada data non-matematis. Namun, untuk data pelengkap, juga disertakan data kuantitatif berupa angka-angka statistik yang memiliki keterkaitan dengan obyek penelitian

HASIL DAN PEMBAHASAN

Untuk melakukan perhitungan ekonomi proyek minyak dan gas bumi diperlukan model perhitungan *production sharing contract*. Berikut ini adalah model perhitungan dalam *production sharing contract* secara umum :



Gambar 1. Model perhitungan *production sharing contract*

Tabel 1. Tabel data awal

| CAPEX (Pipe Line Gas) | | |
|---|---------|--------------|
| CAPEX Facilities | | |
| Gas Processing + Pipeline | US\$ MM | 831,0 |
| Jetty (short, no piperack) | US\$ MM | 60,0 |
| | | 891,0 |
| Dev. Well | | |
| Reactivation Exploration Well | US\$ MM | 37,40 |
| New Dev. well | US\$ MM | 90,00 |
| | | 127,4 |
| ASR (Pipe Line Gas) | | |
| Gas Processing + Onshore Pipeline + Jetty | US\$ MM | 33,3 |
| Well (P&A and Reboisation) | US\$ MM | 8,86 |
| | | 42,2 |
| Sunk Cost | US\$ MM | 910 |

Tabel 2. Tabel produksi oil dan gas

| Year | Total Raw Gas | | Raw Gas Without CO2 | | Sales Gas 3% CO2 (Pipe Line Gas-LNG) | | Condensate | CAPEX | | LIFTING COST | | ABANDONT COST | |
|------|---------------|----------|---------------------|--------|--------------------------------------|----------|------------|--------|----------|--------------|--------|---------------|------|
| | MMSFCD | BSCF | MMSFCD | MMSFCD | MMSFCD | BBTUD | | BCPD | TANGIBLE | INTANGIBLE | OIL | GAS | OIL |
| 2015 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 2016 | - | - | - | - | - | - | - | 297,01 | - | - | - | - | - |
| 2017 | - | - | - | - | - | - | - | 297,01 | - | - | - | - | - |
| 2018 | - | - | - | - | - | - | - | 364,41 | - | - | - | - | - |
| 2019 | 218,86 | 79,89 | 183,93 | 178,36 | 177,47 | 766,02 | 766,02 | 30,00 | - | 4,19 | 97,17 | 0,12 | 2,36 |
| 2020 | 436,07 | 239,05 | 368,91 | 357,75 | 355,96 | 1.526,23 | 1.526,23 | 30,00 | - | 8,38 | 195,42 | 0,12 | 2,36 |
| 2021 | 432,30 | 396,84 | 367,90 | 356,77 | 354,99 | 1.513,07 | 1.513,07 | - | - | 8,28 | 194,35 | 0,12 | 2,36 |
| 2022 | 435,08 | 555,64 | 367,90 | 356,77 | 354,98 | 1.522,78 | 1.522,78 | - | - | 8,34 | 194,35 | 0,12 | 2,36 |
| 2023 | 435,27 | 714,52 | 367,90 | 356,77 | 354,99 | 1.523,45 | 1.523,45 | - | - | 8,34 | 194,35 | 0,12 | 2,36 |
| 2024 | 436,65 | 873,90 | 368,91 | 357,75 | 355,96 | 1.528,28 | 1.528,28 | - | - | 8,39 | 195,42 | 0,12 | 2,36 |
| 2025 | 435,54 | 1.032,87 | 367,90 | 356,77 | 354,98 | 1.524,39 | 1.524,39 | - | - | 8,35 | 194,35 | 0,12 | 2,36 |
| 2026 | 435,81 | 1.191,94 | 367,90 | 356,77 | 354,98 | 1.525,32 | 1.525,32 | - | - | 8,35 | 194,35 | 0,12 | 2,36 |
| 2027 | 436,00 | 1.351,08 | 367,90 | 356,77 | 354,98 | 1.526,01 | 1.526,01 | - | - | 8,35 | 194,35 | 0,12 | 2,36 |
| 2028 | 437,40 | 1.510,73 | 368,91 | 357,75 | 355,96 | 1.530,89 | 1.530,89 | - | - | 8,40 | 195,42 | 0,12 | 2,36 |
| 2029 | 414,76 | 1.662,12 | 349,74 | 339,16 | 337,47 | 1.451,68 | 1.451,68 | - | - | 7,95 | 184,76 | 0,12 | 2,36 |
| 2030 | 348,29 | 1.789,24 | 293,85 | 284,96 | 283,54 | 1.219,02 | 1.219,02 | - | - | 6,67 | 155,24 | 0,12 | 2,36 |
| 2031 | 280,70 | 1.891,70 | 237,19 | 230,02 | 228,87 | 982,47 | 982,47 | - | - | 5,38 | 125,30 | 0,12 | 2,36 |
| 2032 | 225,14 | 1.973,88 | 189,98 | 184,23 | 183,31 | 788,00 | 788,00 | - | - | 4,33 | 100,64 | 0,12 | 2,36 |
| 2033 | 189,71 | 2.043,12 | 160,21 | 155,36 | 154,58 | 663,99 | 663,99 | - | - | 3,64 | 84,64 | 0,12 | 2,36 |
| 2034 | 158,75 | 2.101,07 | 134,05 | 130,00 | 129,35 | 555,61 | 555,61 | - | - | 3,04 | 70,82 | 0,12 | 2,36 |
| 2035 | 106,20 | 2.139,83 | 90,71 | 87,96 | 87,52 | 371,71 | 371,71 | - | - | 2,04 | 47,92 | 0,12 | 2,36 |
| 2036 | 68,90 | 2.164,98 | 59,10 | 57,31 | 57,03 | 241,16 | 241,16 | - | - | 1,32 | 31,31 | - | - |
| 2037 | 29,79 | 2.175,85 | 25,17 | 24,41 | 24,29 | 104,25 | 104,25 | - | - | 0,57 | 13,30 | - | - |
| 2038 | 2,31 | 2.176,70 | 2,01 | 1,94 | 1,94 | 8,10 | 8,10 | - | - | 0,04 | 1,06 | - | - |

Tabel 3. Tabel penambahan sumur

| Number of Producer Well/Year | | | | | | |
|------------------------------|---|---|---|---|---|---|
| Gas Case | | | | | | |
| 2016 | - | - | - | - | - | - |
| 2017 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 2018 | - | - | - | - | 2 | - |
| 2019 | - | 2 | - | - | - | - |
| 2020 | - | - | 2 | - | - | - |
| 2033 | 1 | 2 | 2 | 1 | 2 | 1 |

Tabel diatas adalah data tabel awal, tabel produksi awal, serta tabel penambahan sumur baru yang digunakan dalam keekonomian proyek nantinya digunakan untuk menentukan nilai *net present value*, *internal rate of return*, *uncost recovery*, dan *pay out time*.

Data awal terdiri atas biaya *sunk cost* (biaya yang telah dikeluarkan dan tidak dapat dipulihkan kembali yang mana tidak dapat digunakan untuk melakukan pengambilan keputusan), biaya-biaya untuk membeli *pipeline* yang dipaparkan pada data *capex pipeline gas*, biaya re-aktivasi sumur, biaya pembangunan sumur baru. Selanjutnya pada tabel produksi *oil* dan *gas* terdapat asumsi produksi gas dan *oil* sampai dengan tahun 2038, biaya *lifting cost* (rata-rata biaya operasional produksi minyak mentah), serta biaya *abandon cost* (Biaya yang dikeluarkan untuk membongkar fasilitas). Serta pada tabel penambahan sumur ditampilkan akan diadakan penambahan sumur tahun 2017 sampai tahun 2019.

Dengan menggunakan perhitungan *production sharing contract* atau kontrak kerjasama bagi hasil antara pemerintah dengan kontraktor, maka berikut ini adalah contoh model matematik untuk menghitung *gross revenue* minyak atau *condensate* pada tahun 2019 adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 \text{Gross revenue} &= \text{production} \times \text{price} \\
 &= 766,02 \times 68 \text{ \$/bbl} \times 365 \text{ hari} / 1000000 \\
 &= \frac{766,02 \times 68\text{\$/bbl} \times 365 \text{ hari} \times 1000}{1000000} = 19,01 \text{ mmus\$}
 \end{aligned}$$

Tabel 4. Hasil akhir perhitungan *production sharing contract*

| | | |
|--------------------|--------|---------|
| Un-Cost Recovery | mmus\$ | 0,00 |
| IRR | | 12% |
| NPV10 PF2019 | mmus\$ | 191,28 |
| Pay Out Time (POT) | Year | 2022,32 |

Dengan menggunakan model perhitungan *production sharing contract* didapatkan hasil IRR pada ABC Oil diperoleh nilai IRR sebesar 12%, dengan tingkat *discount factor* 10% maka didapatkan nilai NPV pada tahun 2019 adalah sebesar 191.28 MMUS\$, pengembalian investasi yang ditanam akan kembali setelah 6,32 tahun dari *year zero* atau tahun awal perhitungan yakni dari tahun 2016.

ANALISIS

Analisis Keekonomian Migas pada Sisi Perusahaan dan Pemerintah

Tujuan dari analisis keekonomian migas adalah untuk mengetahui sejauh mana gagasan usaha (proyek) yang direncanakan dapat memberikan manfaat bagi perusahaan baik dilihat dari *financial benefit* dan *social benefit*. Hasil analisis keekonomian migas merupakan indikator dari modal yang diinvestasikan, yaitu perbandingan antara total benefit yang diterima dengan total biaya yang dikeluarkan dalam bentuk *present value* selama umur ekonomis proyek.

Adapun analisis proyek pada perusahaan dilakukan melalui penghitungan metode sebagai berikut:

1. *Internal Rate of Return* (IRR)

Internal Rate Return adalah suatu tingkat diskonto yang menghasilkan *net present value* sama dengan 0 (nol). Apabila perhitungan IRR lebih besar dari *discount factor* yang ditetapkan perusahaan, maka usulan proyek diterima, jika sama dengan *discount factor* yang ditetapkan berarti perusahaan mencapai *Break Even Point*, jika lebih rendah, maka usulan proyek tidak layak dijalankan. Apabila, nilai investasi dalam perusahaan sama atau lebih besar dari suku bunga bank yang berlaku umum maka investasi tersebut akan sangat layak bagi para investor untuk berinvestasi pada perusahaan tersebut.

Pada kasus IRR pada ABC Oil diperoleh nilai IRR sebesar 12%, dimana besarnya IRR sudah sepadan atau bahkan lebih besar dari suku bunga bank pada umumnya, serta nilai IRR sudah lebih besar dari *discount factor* sebesar 10% sehingga diputuskan investasi layak untuk dilaksanakan.

2. *Net Present Value* (NPV)

Net present value adalah salah satu metode analisis investasi yang banyak digunakan dalam mengukur layak atau tidaknya suatu usulan proyek. Apabila perhitungan NPV lebih besar dari 0 (nol), maka dapat dikatakan bahwa usulan proyek tersebut layak untuk dijalankan sebaliknya jika lebih kecil dari 0 (nol) proyek tersebut tidak layak dijalankan. Jika perhitungan NPV sama dengan nol, berarti proyek tersebut dalam keadaan *Break Even Point* (BEP).

Dalam hal ini tingkat *discount rate* yang digunakan adalah 10% sesuai dengan asumsi perusahaan. Besaran *discount rate* adalah dari MARR, biasanya memang asumsi dari perusahaan 10% tergantung dari kebijakan perusahaan untuk menentukan nilainya. Perhitungan nilai MARR bisa ditentukan oleh berbagai macam hal, tergantung faktor-faktornya seperti modal, lingkungan, resiko, tujuan dan kebijakan-kebijakan lain dari perusahaan. Dalam menghitung NPV suatu usulan investasi, yang perlu mendapat perhatian adalah perkiraan arus kas masuk (*cash in flows*) dan arus kas keluar (*cash out flows*) yang menyangkut perkiraan pendapatan dan biaya dimasa datang.

Hal ini juga berarti, dengan tingkat *discount factor* 10% proyek ini layak dijalankan. maka didapatkan nilai NPV pada tahun 2019 adalah sebesar 191.28 MMUS\$. Besarnya nilai ini sudah dapat dikatakan layak karena nilai NPV ini lebih besar dari nol sehingga suatu proyek yang akan dijalankan oleh perusahaan layak untuk dilaksanakan.

3. *Pay Out Time* (POT)

Payout Time (POT) atau *Payback Period* (PBP) adalah jangka waktu yang diperlukan untuk mengembalikan investasi yang ditanam. Pada umumnya *pay out time* diukur sejak lapangan mulai berproduksi, bukan sejak investasi dilakukan. Proyek yang mempunyai harga *pay out time* yang pendek berarti layak, tetapi *pay out time* juga menunjukkan resiko proyek. Makin panjang *pay out time*, makin besar resiko yang dihadapi proyek. Untuk situasi dengan tingkat ketidakpastian tinggi, seperti negara yang pemerintahannya tidak stabil, investor akan lebih memilih proyek yang mempunyai POT pendek.

Pada kasus analisis ekonomi proyek pada ABC Oil nilai *pay out time* atau pengembalian investasi yang ditanam akan kembali setelah 6,32 tahun dari *year zero* atau tahun awal perhitungan yakni dari tahun 2016. Menurut Energia (2013), pada umumnya POT (Pay Out Time) pada perusahaan migas adalah antara 5-6 tahun.

Apabila kedua metode digunakan untuk menilai satu proyek maka kedua metode ini selalu memberikan kesimpulan yang sama karena NPV positif dari suatu proyek akan memberikan IRR yang lebih besar dari biaya modal. Sehingga kesimpulan yang didapatkan adalah dengan melakukan penambahan 3 sumur, tidak akan merugikan perusahaan karena didapatkan nilai NPV yang positif dari suatu proyek dan IRR yang lebih besar dari biaya modal ataupun suku bunga bank.

Cara perhitungan analisis keekonomian ini, pada teorinya memberikan hasil yang adil bagi pemerintah dan perusahaan kontraktor, hasil yang didapatkan pemerintah lebih besar daripada kontraktor. Namun, kenyataan di lapangannya dana bagi hasil dari eksplorasi migas yang dikelola asing kadang terasa tidak adil.

Dalam beberapa kontrak bagi hasil migas selama ini, sering kali Pemerintah Indonesia rela kehilangan bagiannya hanya untuk menarik investor.

Berikut ini adalah contoh kasus ketidakadilan pembagian hasil, seperti kasus kontrak bagi hasil dengan Exxon Mobil di Blok Natuna D Alpha. Menurut (Detik, 2013) Kasus yang heboh pada 2008 yang lalu ini, memaksa Indonesia untuk rela mendapatkan nol persen pola bagi hasil eksplorasi, sedangkan Exxon mendapatkan 100 persen. Kasus lainnya adalah pada Blok A Aceh. Pemerintah telah menyetujui usulan kontraktor untuk perubahan pembagian hasil antara pemerintah dan kontraktor dari 65:35 menjadi 51:49. Padahal, standardisasi pola bagi hasil yang ditetapkan adalah 85:15 untuk minyak dan gas 70:30. Ketidakadilan dalam pembagian tersebut mendapat kritik oleh para ekonom yang menganggap pemerintah melakukan berbagai kesalahan. Akibatnya, kekayaan migas Indonesia terlalu didominasi oleh perusahaan minyak asing. Selain itu, banyaknya penggelembungan *cost recovery* semakin menambah kerugian negara. Sebagai contoh *cost recovery* Exxon Mobil kepada negara mencapai 450 juta dolar AS. Padahal, audit BPKP, *cost recovery* yang pantas dibayarkan negara hanya 142 juta dolar AS.

Cost recovery sendiri merupakan beban atas kegiatan eksplorasi migas, yang meliputi biaya produksi pengangkutan minyak (*lifting*) dan biaya investasi. Biaya tersebut kemudian akan di-*reimburse* dengan hasil produksi minyak. Realitasnya dalam kontrak yang dibuat, tidak ada batasan *cost recovery* yang tegas. Akibatnya, banyak komponen biaya yang tidak terkait dengan eksplorasi migas juga dimasukkan. Oleh karenanya, bukan merupakan kesalahan bila ada yang menyebut pengelolaan migas di Tanah Air adalah yang terburuk di Asia.

Analisis Resiko dan Dampak yang Terkait dengan Pengusahaan Migas

Energi migas masih menjadi andalan utama perekonomian Indonesia, baik sebagai penghasil devisa maupun pemasok kebutuhan energi dalam negeri. Namun disisi lain, pengusahaan migas merupakan usaha yang memiliki resiko tinggi. Karena sifatnya, setiap pengusaha migas menginginkan pengembalian keuntungan yang lebih tinggi dari usaha tersebut, sesuai dengan prinsip ekonomi: suatu usaha akan dilakukan apabila laju pengembalian investasinya melebihi biaya pengadaan modal.

Menurut (Pudyantoro, 2014) pada Davidwood & Associates bisnis hulu migas adalah salah satu bisnis yang beresiko. Dari hasil evaluasi DWA. Investor di industri hulu migas paling tidak akan menghadapi 12 resiko yaitu : resiko *subsurface*, resiko teknologi, resiko tenaga kerja, resiko kualitas, resiko biaya, resiko waktu, resiko lingkungan, resiko keamanan, resiko politik, resiko fiskal, resiko ekonomi, dan resiko pasar. Sesuai dengan kebutuhan investasinya yang tinggi, pengusaha migas biasanya merupakan pengusaha multinasional. Selain berusaha pada level multinasional, beberapa pengusaha tidak hanya bergerak dalam usaha migas, tetapi juga berusaha di bidang lain. Iklim investasi suatu negara menjadi pertimbangan penting dalam penentuan lokasi pengusahaan migas.

Tidak dapat dipungkiri bahwa Industri pertambangan sektor Minyak dan Gas Bumi (Migas) memberikan keuntungan ekonomi dan penerimaan negara yang sangat besar bagi Indonesia. Namun, disisi lain terdapat resiko yakni masalah keberlangsungan lingkungan hidup. Industri Migas seringkali menjadi masalah utama dalam pencemaran lingkungan. Kegiatan usaha Migas sendiri dibedakan menjadi dua: kegiatan usaha hulu dan hilir. Kegiatan usaha hulu meliputi: eksplorasi dan eksploitasi.

Di dalam kegiatan usaha tersebut terdapat dampak positif dan negatif. Dampak positifnya eksplorasi maupun eksploitasi migas adalah meningkatnya devisa negara dan pendapatan asli daerah serta menampung tenaga kerja, sedangkan dampak negatif dari kegiatan penambangan dapat dikelompokkan dalam bentuk kerusakan permukaan bumi, ampas buangan (*tailing*), kebisingan, polusi udara, dan menurunnya permukaan bumi (*land subsidence*).

Menurut (SKK Migas 2015), Dalam rangka meresponse penurunan harga minyak dunia, SKK Migas dan Kontraktor Kontrak Kerja Sama (Kontraktor KKS) akan bersikap proaktif dalam menetapkan kebijakan efisiensi biaya operasi industri hulu migas. Saat ini industri hulu migas sudah menjalankan beberapa kebijakan, yaitu: melakukan renegotiasi dengan Kontraktor KKS supaya dapat memberikan fleksibilitas harga sehingga dapat menjaga keekonomian proyek yang telah direncanakan, melakukan perubahan scenario operasi lapangan yang lebih sederhana dengan beberapa opsi, antara lain efisiensi operasi bargaining, efisiensi biaya proyek, dan workshop peralatan dan kolaborasi operasi dengan Kontraktor KKS di area sekitar wilayah kerja dalam penggunaan peralatan, surplus item, dan material yang dimiliki.

Analisis Biaya yang Semestinya Diperhitungkan dalam Model *Production Sharing Contract*

Menurut (Wijaya, A.R, 2008), masalah 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, Biaya *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 terbuktinya). Biaya *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.

Pada PSC (*Production Sharing Contract*) yang telah disepakati antara kontraktor dengan pemerintah 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.

SIMPULAN

Pemerintahan Indonesia memiliki ketergantungan yang sangat besar dengan sumber energi minyak dan gas. Sebagian besar produksi minyak dan gas Indonesia dikuasai oleh perusahaan asing. Kehadiran mereka berkontribusi pada proses eksplorasi untuk menemukan cadangan dan ladang migas baru. Namun pada proses produksi, hasil dari produksi tersebut tidak sepenuhnya kembali kepada negara Indonesia. Hal ini membuat kebutuhan energi dalam negeri tidak terpenuhi yang akhirnya berujung pada impor minyak ataupun impor. 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 biaya *Depletion premium*.

SARAN

Untuk penelitian selanjutnya diharapkan dapat meneliti lebih lanjut tentang strategi dan kebijakan apa yang harus diterapkan dalam meningkatkan kesejahteraan masyarakat Indonesia sehubungan dengan sumber daya minyak bumi yang hanya potensial bertahan sampai dengan beberapa tahun lagi, serta mengetahui lebih lanjut mengapa beberapa perusahaan tidak menerapkan *depletion premium*.

PUSTAKA

- Pudyantoro, A. R. (2014). *Proyek Hulu Migas Evaluasi dan Analisis PetroEkonomi*. Jakarta Selatan: Petromindo.
- Pudyantoro, A. R. (2014). *A to Z Bisnis Hulu Migas*. Jakarta Selatan: Petromindo.
- BAB I. (2013). *BAB I*. <http://digilib.its.ac.id/public/TTS-Undergraduate-10674-Chapter1.pdf>. Diakses pada tanggal 2 Februari 2015.
- Kudetaputih. (2013, Juni 04). *Dana Bagi Hasil Tambang Rugikan Negara*. Diakses dari <http://kudetaputih.blogdetik.com/2013/06/04/dana-bagi-hasil-tambang-rugikan-negara/>
- Author. (2009). *BAB III Gambaran Umum Perusahaan*. (Thesis, Universitas Bina Nusantara, 2009). Diakses dari thesis.binus.ac.id/.../2009-2-00509-AK%20Bab%203.pdf
- Author. (2009). *BAB IV Analisis dan Penilaian*. (Thesis, Universitas Bina Nusantara, 2009). Diakses dari <http://thesis.binus.ac.id/doc/Bab4/2009-2-00509-AK%20Bab%204.pdf>
- Wijaya, A.R. (2008). *Kajian Penerapan Depletion Premium Dalam Analisis Keekonomian Proyek Minyak Dan Gas Bumi*. Diakses dari <https://agusrendiwijaya.files.wordpress.com/2008/06/kajian-depletion-premium.pdf>
- Kumalasari, E.A. (2013). *Peranan Perusahaan Migas Asing terhadap Ketersediaan Energi Indonesia*. (Skripsi, Universitas Hasanudin, 2013). Diakses pada <http://repository.unhas.id/bitstream/handle/123456789/6190/Skripsi%20Eka%20Astiti%20Kumalasari.pdf>
- Author. (2015, Agustus 25). *Industri Hulu Migas Proaktif Terapkan Efisiensi Biaya*. Diakses dari <http://www.skkmigas.go.id/24389>
- NPV. (2013). *NPV*. <http://id.wikipedia.org/wiki/NPV>. Diakses pada tanggal 20 Januari 2015.

IRR. (2013). *IRR*. <http://id.wikipedia.org/wiki/IRR>. Diakses pada tanggal 20 Januari 2015.