

**ANALISIS PERHITUNGAN KEEKONOMIAN
BERDASARKAN PEROLEHAN GAS PADA LAPANGAN CBM
MENGUNAKAN KONTRAK BAGI HASIL *GROSS SPLIT***

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik

Oleh

FADEL MUHAMMAD

NPM 153210268



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2020

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah segala puji syukur kehadirat Allah SWT yang telah menganugerahi nikmat, rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya sehingga saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini disusun untuk memenuhi salah satu syarat guna mendapatkan gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau. Penyusunan tugas akhir ini melibatkan berbagai kerjasama dan bantuan dari berbagai pihak baik secara langsung maupun tidak langsung, oleh karena itu penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada :

1. Bapak Muhammad Ariyon, ST., MT selaku dosen pembimbing saya yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk mengarahkan saya.
2. Bapak Idham Khalid, ST., MT dan Ibu Novrianti, ST., MT selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen–dosen Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
4. Orang tua saya Narwin dan Misdalena, serta saudara-saudara saya Andrea Winarta, Shintia Kartika Dewi, Mia Paramita, Devina Putri dan keluarga besar yang telah memberikan dukungan penuh material maupun moral
5. Teruntuk sahabat dekat saya Farhan, Tegar, Nori Kartika Tunggal Stela Dhara, Rodhika, Gika, Ari, Venny, Apriandi, Adhit, Bayu, Putra dan teman teman seperjuangan lainnya yang tidak bisa saya sebutkan satu persatu yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

Teriring doa saya, semoga Allah memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga tugas akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 7 Juli 2020

Fadel Muhammad

Universitas Islam Riau

DAFTAR ISI

| | |
|---|-------------|
| HALAMAN PENGESAHAN | i |
| PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR | ii |
| KATA PENGANTAR | iii |
| DAFTAR ISI | iv |
| DAFTAR GAMBAR | vi |
| DAFTAR TABEL | vii |
| DAFTAR LAMPIRAN | viii |
| DAFTAR SINGKATAN | ix |
| DAFTAR SIMBOL | x |
| ABSTRAK | xi |
| ABSTRACT | xii |
| BAB I PENDAHULUAN | 1 |
| 1.1 LATAR BELAKANG..... | 1 |
| 1.2 TUJUAN PENELITIAN | 3 |
| 1.3 MANFAAT PENELITIAN | 3 |
| 1.4 BATASAN MASALAH | 4 |
| BAB II TINJAUAN PUSTAKA | 5 |
| 2.1 <i>Coal Bed Methane</i> | 5 |
| 2.2 Data Reservoir CBM | 8 |
| 2.3 Simulasi Produksi Menggunakan <i>Fracturing</i> | 9 |
| 2.4 <i>Gross Split Psc</i> | 11 |
| BAB III METODOLOGI PENELITIAN | 15 |
| 3.1 METODE PENELITIAN | 15 |
| 3.1.1. Kontrak Gross Split | 15 |
| 3.1.2. Gross Revenue | 15 |
| 3.1.3. Operating Cost | 15 |
| 3.1.4. Depresiasi..... | 15 |
| 3.1.5. Deductible Expense | 16 |
| 3.1.6. Net Contractor Take | 16 |
| 3.1.7. <i>Net Government Take</i> | 16 |
| 3.1.8. Indikator Keekonomian | 16 |
| 3.2 JENIS PENELITIAN | 17 |

| | | |
|--|---|-----------|
| 3.3 | PENGAMBILAN DATA..... | 18 |
| 3.4 | FLOW CHART..... | 21 |
| BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN | | 23 |
| 4.1 | ANALISIS KEEKONOMIAN | 23 |
| 4.1.1 | Data Simulasi..... | 23 |
| 4.1.2 | Biaya Investasi..... | 23 |
| 4.1.3 | Parameter- Parameter Perhitungan Keekonomian | 24 |
| 4.1.4 | Pembagian <i>Split</i> Kontrak <i>Gross Split</i> | 24 |
| 4.1.5 | <i>Gross Revenue</i> | 26 |
| 4.1.6 | <i>Operating Cost</i> | 26 |
| 4.1.7 | Depresiasi | 26 |
| 4.1.8 | <i>Deductible Expense</i> | 27 |
| 4.1.9 | Pendapatan Kontraktor | 27 |
| 4.1.10 | Pendapatan Pemerintah..... | 27 |
| 4.2 | INDIKATOR KEEKONOMIAN | 28 |
| 4.2.1 | <i>Net Present Value (NPV)</i> | 28 |
| 4.2.2 | <i>Internal Rate of Return (IRR)</i> | 28 |
| 4.2.3 | <i>Pay Out Time (POT)</i> | 29 |
| BAB V | | 30 |
| KESIMPULAN DAN SARAN | | 30 |
| 5.1 | KESIMPULAN..... | 30 |
| 5.2 | SARAN..... | 30 |
| DAFTAR PUSTAKA..... | | 31 |
| LAMPIRAN..... | | 34 |

DAFTAR GAMBAR

| | |
|--|-----|
| Gambar 2.1 Hasil simulasi produksi gas dan air pada lapangan x sebelum menggunakan <i>hydraulic fracturing</i> (Fajar S & Sukirno, 2018) | 10 |
| Gambar 2.2 Hasil simulasi produksi gas dan air pada lapangan x setelah menggunakan <i>hydraulic fracturing</i> (Fajar S & Sukirno, 2018) | 120 |
| Gambar 2.3 Skema <i>Gross Split</i> PSC..... | 11 |
| Gambar 3.1 Diagram alur penelitian (<i>Flow Chart</i>)..... | 21 |

DAFTAR TABEL

| | |
|--|----|
| Tabel 2-1 Data lapisan CBM X hasil penelitian (Sosrowidjojo, 2013) | 8 |
| Tabel 2-2 Karakteristik cairan <i>fracturing</i> | 9 |
| Tabel 2-3 Karakteristik <i>Propant</i> | 9 |
| Tabel 2-4 Komponen Variable <i>Gross Split</i> PSC | 12 |
| Tabel 2-5 Komponen Progresif <i>Gross Split</i> PSC | 14 |
| Tabel 3-1 <i>Base Split</i> <i>Gross split</i> untuk Gas Bumi | 15 |
| Tabel 3-2 Sifat fisik Lapisan batu bara lapangan CBM X | 18 |
| Tabel 3-3 Data simulasi produksi lapangan CBM X | 19 |
| Tabel 3-4 Investasi <i>Capital</i> | 20 |
| Tabel 3-5 Investasi <i>Non Capital</i> | 20 |
| Tabel 3-6 Termin Fiskal | 20 |
| Tabel 3-7 Jadwal waktu penelitian | 22 |
| Tabel 4-1 Parameter Perhitungan Keekonomian Metode <i>Gross Split</i> | 24 |
| Tabel 4-2 Penyesuaian <i>Split</i> | 25 |
| Tabel 4-3 Depresiasi selama 5 tahun | 27 |

DAFTAR LAMPIRAN

- LAMPIRAN I** Data Produksi Minyak Setelah Menggunakan
Hydraulic Fracturing
- LAMPIRAN II** Rincian Biaya Investasi
- LAMPIRAN III** *Variable Split* Dalam *Gross Split* No. 52 Tahun 2017
- LAMPIRAN IV** Progresif *Split* Dalam *Gross Split* No. 52 Tahun 2017
- LAMPIRAN V** Perhitungan *Gross Revenue*
- LAMPIRAN VI** Perhitungan *Operation Expenditure (Opex)*
- LAMPIRAN VII** Hasil Perhitungan Keekonomian Produksi CBM

DAFTAR SINGKATAN

| | |
|-------|--|
| LNG | <i>Liquefied natural gas</i> |
| CBM | <i>Coal Bed Methane</i> |
| IGIP | <i>Initial Gas In Place</i> |
| PSC | <i>Production Sharing Contract</i> |
| ESDM | Energi dan Sumber Daya Mineral |
| POD | <i>Plan of Development</i> |
| TKDN | Tingkat Komponen Dalam Negeri |
| MARR | <i>Minimum Acceptable Rate Of Return</i> |
| NPV | <i>Net Present Value</i> |
| IRR | <i>Internal Rate of Return</i> |
| POT | <i>Pay Out Time</i> |
| CF | <i>Cash Flow</i> |
| ICP | <i>Indonesian Crude Oil Price</i> |
| PSI | <i>Pounds per Square Inch</i> |
| SG | <i>Specific Gravity</i> |
| SCF | <i>Standard Cubic Feet</i> |
| MMBTU | <i>Million British Thermal Unit</i> |
| API | <i>American Petroleum Institute</i> |
| MBBL | <i>Mille Barrel (Thousand Barrel)</i> |
| MMBOE | <i>Million Barrels of Oil Equivalent</i> |
| ppm | <i>parts-per notation</i> |

DAFTAR SIMBOL

| | |
|-----------|-------------------------|
| K | Permeability |
| Φ | Porosity |
| CO_2 | Karbon Dioksida |
| H_2S | <i>Hydrogen Sulfide</i> |
| <i>ft</i> | <i>Feet</i> |
| <i>md</i> | <i>mili darcy</i> |
| <i>cp</i> | <i>centipoise</i> |
| <i>h</i> | Kedalaman |
| m | Jarak (meter) |
| US\$ | <i>Dollar Amerika</i> |



**ANALISIS PERHITUNGAN KEEKONOMIAN
BERDASARKAN PEROLEHAN GAS PADA LAPANGAN CBM
MENGUNAKAN KONTRAK BAGI HASIL *GROSS SPLIT***

FADEL MUHAMMAD

153210268

ABSTRAK

Proses produksi minyak bumi merupakan proses produksi yang tidak dapat diberhentikan karena kebutuhan energi yang besar. Selain itu, permintaan akan energi gas baik untuk kebutuhan rumah tangga atau industri juga akan semakin meningkat setiap waktu. Pemanfaatan energi alternatif *Coal Bed Methane* (CBM) dapat membantu mengisi kebutuhan energi gas dan menutupi kekurangan produksi gas di masa depan. Perhatian pemerintah dan perusahaan migas dibutuhkan untuk mengembangkan produksi CBM di Indonesia. Penelitian ini dilakukan untuk membuktikan bahwa proses produksi gas CBM layak untuk dilakukan berdasarkan indikator keekonomian.

Penelitian ini menggunakan kontrak bagi hasil *gross split*. Perhitungan kontrak bagi hasil *gross split* dilakukan dengan cara menentukan nilai *base split* dan dilakukan penyesuaian *split* berdasarkan *variable split* dan *progresif split*. Setelah mendapatkan nilai akhir *split*, dilakukan perhitungan indikator keekonomian *Net Present Value* (NPV), *Internal Rate of Return* (IRR) dan *Pay Out Time* (POT). Hasil dari perhitungan indikator keekonomian tersebut akan menentukan hasil produksi CBM yang dilakukan layak untuk diproduksi atau tidak.

Berdasarkan hasil penelitian, pendapatan *split* akhir adalah 70% untuk *contractor* dan 30% untuk pemerintah. Pendapatan bersih untuk kontraktor adalah \$ 460.801.556 dan pendapatan bersih untuk pemerintah adalah \$ 7.317.984.370. Nilai hasil perhitungan indikator keekonomiannya adalah NPV = \$ 43.915.290, IRR= 39%, POT= 7 tahun. Berdasarkan hasil perhitungan indikator keekonomian tersebut, produksi CBM menggunakan kontrak *gross split* pada penelitian ini layak untuk dilakukan, karena sudah memenuhi syarat- syarat nilai indikator keekonomian untuk produksi.

Kata kunci : *Coal bed methane, Gross Split, Indikator Keekonomian, Split*

**ESTIMATING THE ECONOMICAL CALCULATION OF GAS
PRODUCTION ON CBM FIELD BY USING PRODUCTION SHARING
CONTRACT GROSS SPLIT**

FADEL MUHAMMAD

153210268

ABSTRACT

The production process of gas is something that cannot be stopped because of lots of energy usage. Also, the request of gas energy for household needs and industrial needs will also increase each time. The utilization of energy alternative Coal Bed Methane (CBM) can fill the need of gas energy and can also cover the deficiency of gas productions in the future. The government and oil company attention is needed to develop the CBM production on Indonesia. This research purpose is to prove that CBM gas production on Indonesia is worthy to do based on the economical indicator of production.

This research is using the production sharing contract called Gross Split. The calculation of gross split's split can be determined with base split and then the split can be adjusted with variable split and progressive split. After we find the final split, next we need to calculate the economical indicator which is Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and Pay Out Time (POT). The final results of economical indication calculation will determine either the production of CBM is worthy or not worthy to be done.

According to the research result, the last split for contractor is 70% and the last split for government is 30%. The net contractor take is \$ 460.801.556 and the net government take is \$ 7.317.984.370. The value of economical indicator for CBM production is NPV = \$ 43.915.290, IRR = 39%, and POT = 7 years. Based on that economical indicator result, we can conclude that the production of CBM using production sharing contract of gross split in this research is worthy, because the value of economical indicator fits the minimum requirement for gas production.

Keywords : *Coal bed methane, Gross Split, Economical Indicator, Split*

BAB I PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Indonesia merupakan salah satu negara pengeksport LNG terbesar, tetapi pada beberapa tahun belakangan ini, terdapat peningkatan permintaan gas dalam negeri yang menyebabkan Indonesia harus dapat meningkatkan produksi gas untuk memenuhi kebutuhan gas tersebut. Selain merupakan sumber utama devisa negara, minyak dan gas bumi merupakan pemasok utama kebutuhan energi dan bahan baku industri di Indonesia. Oleh karena itu, pengelolaan sumber daya migas harus dapat memberi manfaat sebesar-besarnya bagi kemakmuran rakyat Indonesia (Hasyim & Irham, 2015). Berdasarkan (Purwanto, 2016) Indonesia diprediksi akan berubah dari negara pengeksport gas menjadi negara pengimpor gas karena permintaan gas yang terus meningkat. Untuk mengatasi permasalahan ini salah satunya dapat dilakukan dengan cara meningkatkan pengembangan produksi *unconventional hydrocarbon* jenis gas alam, yaitu *Coal Bed Methane* (CBM) di Indonesia.

Operasi pengembangan CBM di Indonesia pertama kali dilakukan pada tahun 2003 oleh perusahaan VICO Indonesia pada daerah cekungan kutai dan MEDCO E&P pada daerah cekungan Sumatera selatan (Irawan, Nurcahyanto, Azmy, Paju, & Ernata, 2017). Tetapi, proses pengembangan operasi CBM diberhentikan untuk beberapa daerah karena prediksi kesuksesan berdasarkan jumlah pemboran yang dilakukan tidak sesuai dengan data prediksi awal. Pada tahun 2017 diketahui bahwa operasi CBM yang masih aktif hanya sekitar 40 tempat untuk daerah Sumatera dan Kalimantan.

Terdapat banyak permasalahan untuk mengembangkan produksi CBM di Indonesia, seperti permasalahan biaya operasi, yang menyebabkan produksi CBM menjadi taruhan besar untuk perusahaan produksi. Penyebab dari permasalahan ini adalah perjanjian awal yang merugikan pihak perusahaan dan menyebabkan keraguan dalam proses pengembangan produksi CBM di Indonesia. Selain itu, juga terdapat permasalahan lain yang menyebabkan operator kesulitan untuk mengembangkan produksi CBM, seperti permasalahan perizinan daerah,

permasalahan lingkungan, persetujuan lisensi penggunaan rig dan permasalahan lainnya (Irawan, Nurcahyanto, Azmy, Paju, & Ernata, 2017).

Biaya operasi untuk produksi CBM pada kontrak awal tidak memperhitungkan permasalahan mengenai metode produksi CBM, yang sebenarnya berbeda dengan metode produksi minyak dan gas conventional. CBM memiliki jenis dan sifat *reservoir* yang berbeda dari *reservoir* conventional. *Reservoir* CBM memiliki dua porositas awal, yaitu porositas matriks dan porositas rekahan. Selain itu, *reservoir* CBM juga memiliki sifat aliran adsorpsi.

Salah satu hal menarik dari produksi CBM adalah lapisannya yang dangkal dapat mengurangi biaya produksi dan memiliki penyimpanan IGIP (*Initial Gas In Place*) 3- 4 kali lebih banyak dibandingkan dengan gas *conventional*. Tetapi, kebanyakan penambang batubara di Indonesia dan negara lain tidak ingin menunggu dan langsung menambang batubara sebelum dilakukannya produksi *methane* dan air pada lapisan tersebut (Anonymous, ITB Joint Evaluation on South Sumatra CBM Area, 2007; Rachmat, Pramana, & Febriana, 2012).

Produksi awal CBM dapat dilakukan dengan metode *dewatering*, yaitu proses produksi air yang terdapat pada rekahan lapisan batubara, dimana rekahan tersebut hanya mengandung sedikit gas *methane* (<10%). Pada proses ini, perusahaan produksi akan mengalami kerugian awal dan perusahaan juga harus bertaruh apakah produksi hasil dari *adsorpsi* matriks batubara selanjutnya dapat menutupi kerugian awal dan memberikan keuntungan atau tidak.

Salah satu cara untuk meningkatkan produksi CBM adalah dengan menggunakan metode *hydraulic fracturing*. *Hydraulic fracturing* dapat merekahkan matriks batubara dan meningkatkan hasil produksi. Tetapi, metode *hydraulic fracturing* juga memakan banyak biaya dan jika tidak dilakukan dengan tepat, perusahaan akan mengalami kerugian yang sangat besar.

Pada salah satu lapangan CBM yang ada di Sumatera selatan, telah dilakukan penelitian mengenai simulasi proses *hydraulic fracturing* untuk meningkatkan hasil produksi CBM. Dari hasil simulasi penelitian tersebut, telah didapatkan data penggunaan *hydraulic fracturing* yang berhasil meningkatkan produksi CBM.

Tetapi pada simulasi tersebut belum dilakukan perhitungan keekonomian pada penggunaan *hydraulic fracturing* untuk proses produksi CBM.

Berdasarkan sistem *gross split* PSC Indonesia, pembagian hasil dapat berubah sesuai dengan *variable split* dan *progressive split*. *Variable split* merupakan penyesuaian pendapatan minyak sesuai dengan karakteristik lapangan, seperti status lapangan, lokasi lapangan, kondisi *block*, kedalaman *reservoir*, tipe *reservoir* (*conventional* atau *unconventional*), dapat mendukung pembangunan infrastruktur atau tidak, kandungan karbon dioksida dan tingkat dari komponen terbanyak. Sistem *gross split* PSC juga dapat disesuaikan berdasarkan *progressive faktor* seperti harga produk, kumulatif produksi minyak dan gas, dan beberapa faktor ekonomi lainnya (Giranza & Bergmann, 2018).

Karena perjanjian produksi CBM awal tidak memperhitungkan permasalahan proses produksi, hal ini menyebabkan keraguan untuk melanjutkan pengembangan produksi CBM di Indonesia. Untuk lebih memanfaatkan produksi CBM di Indonesia, pemerintah harus dapat bertindak dan lebih memperhatikan manfaat produksi CBM. Salah satu caranya adalah dengan melakukan penelitian mengenai perhitungan keekonomian dari proses produksi CBM yang menggunakan jenis PSC *gross split*, untuk membuktikan keuntungan dari nilai ekonomi produksi CBM tersebut.

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Menghitung pembagian hasil *gross split* berdasarkan *variable split* dan *progressive split*.
2. Menghitung nilai pendapatan bersih untuk kontraktor dan pemerintah.
3. Membuktikan kelayakan produksi lapangan CBM X berdasarkan indikator keekonomian NPV, IRR dan POT.

1.3 MANFAAT PENELITIAN

Penelitian ini bermanfaat untuk pemerintah dan kontraktor migas di Indonesia sebagai contoh standar perhitungan keekonomian CBM yang

menggunakan kontrak bagi hasil *gross split*. Penelitian ini juga dapat digunakan sebagai referensi untuk penelitian selanjutnya oleh mahasiswa/I UIR.

1.4 BATASAN MASALAH

Hasil dari suatu penelitian harus terarah dan tidak menyimpang dari tujuan utama. karena itu, penelitian ini hanya dibatasi pada beberapa hal yang mengenai:

1. Penelitian mengenai keekonomian berfokus pada penggunaan kontrak bagi hasil *gross split*
2. Pembagian *split* pada penelitian ini sesuai dengan Peraturan Menteri Energi Sumber Daya Alam (ESDM) No 52 Tahun 2017 mengenai Kontrak Bagi Hasil *Gross Split*
3. Data yang digunakan untuk sifat fisik reservoir berasal dari penelitian (Sosrowidjojo, 2013), data untuk simulasi *fracturing* berasal dari penelitian (Fajar S & Sukirno, 2018) dan data investasi keuangan berdasarkan penelitian (Wimar, 2016) dan (Sarhosis, 2016).
4. Indikator keekonomian yang dihitung pada penelitian ini adalah NPV, IRR dan POT.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Sumber daya alam adalah segala hal di bumi yang diciptakan oleh Allah Subhanahu wata'ala untuk dimanfaatkan oleh makhluk ciptaanNya. Allah SWT berfirman melalui Al-Quran surat Yasin ayat 80 yang artinya :

“Yaitu Tuhan yang menjadikan untukmu api dari kayu yang hijau, maka tiba-tiba kamu nyalakan (api) dari kayu itu”.

Firman dari surat Yasin ini dapat diartikan bahwa penggunaan kayu sebagai sumber energi untuk menghasilkan api sebagai hasil penggunaan energi. Pemanfaatan sumber energi sangat penting untuk kelanjutan peradaban manusia, dan salah satu energi yang dapat dimanfaatkan tersebut adalah gas alam.

Berdasarkan firman Allah QS. Al-Ahqaf ayat 3 yang artinya : “Kami tidak menciptakan langit dan bumi dan apa yang ada di antara keduanya melainkan dengan (tujuan) yang benar dan dalam waktu yang ditentukan. Sementara itu, orang-orang kafir cenderung mengabaikan peringatanku”

Salah satu manfaat memproduksi CBM adalah menghindari kebocoran gas *methane* yang terjadi saat pemboran batu bara, berdasarkan ayat tersebut diketahui bahwa setiap ciptaan Allah SWT memiliki tujuan yang benar sesuai dengan waktu tertentu, sebagaimana dalam ayat tersebut tidak baik untuk mengabaikan kemungkinan terjadinya kesalahan yang membahayakan orang lain.

2.1 *Coal Bed Methane*

Coal bed methane atau gas CBM merupakan jenis gas alam yang hanya memerlukan proses dehidrasi dan kompresi untuk dapat diekspor sebagai gas berkualitas. CBM merupakan jenis gas yang memiliki sifat *high-purity* dan *sweet nature*, hal ini menyebabkan produksi dari CBM menjadi sumber yang ideal untuk *Liquefied Neutral Gas* (LNG).

Produksi CBM sebagai *natural gas* sudah dilakukan sejak lama, Produksi awalnya dilakukan di Amerika pada tahun 1980. Pemanfaatannya sudah

berkembang terutama di USA, Kanada, China dan Australia. Tetapi mayoritas dunia belum melakukan produksi CBM dan menyisakan 143 triliun meter kubik cadangan CBM belum tersentuh (Amott, Garlick, Andrews, & Wagensveld, 2016).

Menurut (Ryba & Alessio, 2011) terdapat perbedaan dari produksi CBM dan produksi *conventional gas*. Perbedaan ini disebabkan oleh beberapa faktor :

1. *Heterogeneity* yang tinggi pada daerah yang sempit (hal ini disebabkan oleh rekahan alami yang terjadi pada *reservoir*)
2. Area pengembangan yang luas dengan perbedaan jarak yang kecil menyebabkan dibutuhkan banyak sumur.
3. Hasil yang kurang pasti karena kombinasi dari system penyimpanan *reservoir* (*adsorbed* dan gas bebas) dan mekanisme aliran yang bervariasi (*diffusion* dan *darcy flow*).

Pada produksi CBM, sumur produksinya memiliki umur yang berkisar antara 10 sampai 40 tahun. Menurut (Amott, Garlick, Andrews, & Wagensveld, 2016) sumur CBM biasanya akan melewati beberapa *phase*, diantaranya :

1. *phase dewatering* menggunakan *downhole pump*, dengan produksi gas yang sedikit.
2. *phase “stabil”* dimana *downhole pump* tidak digunakan lagi dan sumur berlanjut memproduksi air dan gas sebagai sumur *free flowing*.
3. *Phase* Penurunan produksi gas dan air.
4. *Plugging* dan *abandonment*.

Salah satu metode peningkatan produksi CBM adalah dengan menggunakan *hydraulic fracturing*. Penggunaan *fracturing* untuk produksi CBM berbeda dengan penggunaan *fracturing* pada *tertiary recovery reservoir conventional*. Perbedaan ini terdapat pada karakteristik batuan *reservoir* yang menyebabkan proses simulasi *fracturing* pada CBM juga berbeda. Simulasi *fracturing* lapangan x, dimana hasil data simulasi *fracturing* tersebut digunakan dalam penelitian ini, menggunakan program *software* simulasi *fracturing* FracCade 7.0.

CBM biasanya terdapat pada kedalaman lapisan yang dangkal dengan tekanan yang kecil, sehingga untuk proses simulasi *fracturing* lebih baik

menggunakan *proppant* tipe *silica sand*, karena kedalaman yang dangkal tersebut menyebabkan penggunaan *silica sand* lebih efektif, selain itu harganya yang lebih murah dari tipe *proppant* lainnya menjadikan penggunaannya lebih ekonomis bagi perusahaan produksi. Tetapi, *silica sand* memiliki ukuran butir yang tidak sama, hal ini menyebabkan konduktifitas *reservoir* menjadi lemah. Simulasi *fracturing* CBM pada lapangan x ini menggunakan dua tipe *proppant*, yaitu *Silica Sand* dan *Resin Coated Sand* dengan ukuran yang beragam (Fajar S & Sukirno, 2018).

Cadangan CBM di dunia merupakan sumber energi yang sangat berguna. Hanya saja, sebagian besarnya masih belum diproduksi karena kurangnya pengetahuan mengenai mekanisme yang mengendalikan aliran gas dan perubahan pada aliran gas tersebut (Deisman, Chalaturnyk, Campbell, & Virues, 2015).

Cadangan CBM Indonesia memiliki potensi sebagai cadangan CBM yang bagus dan berkualitas. Indonesia diprediksi memiliki cadangan setidaknya 12,8 Triliun m^3 . Cadangan CBM pada Indonesia terdapat pada daerah pulau sumatera dan Kalimantan. Batubara di Indonesia memiliki *gas content* menengah kebawah dengan tingkat termal yang relatif rendah (Hamawand, Yusaf, & Hamawand, 2013).

Berdasarkan sejarah operasi semenjak tahun 2003, untuk setiap lapisan batubara pada lapangan di Indonesia, harga per sumur cenderung mahal, hal ini menyebabkan pemboran pada lapisan CBM dilakukan menggunakan standar pemboran *conventional* untuk minyak dan gas. Pemboran dan pengembangan sumur baru pada lapisan batubara di Indonesia merupakan tantangan yang berat bagi operator. (Irawan, Nurcahyanto, Azmy, Paju, & Ernata, 2017).

Produksi CBM di Indonesia memiliki banyak halangan dan untuk mengurangi permasalahan produksi CBM, sudah dilakukan beberapa penanganan oleh pemerintah, hal ini juga telah didiskusikan antara operator CBM, Ditjen Migas, dan SKKMigas. Permasalahan yang perlu untuk diatasi bukan hanya permasalahan bagian teknis seperti permasalahan finansial, tetapi juga permasalahan prosedur dan permasalahan regulasi (Irawan, Nurcahyanto, Azmy, Paju, & Ernata, 2017).

2.2 Data Reservoir CBM

(Sosrowidjojo, 2013) telah melakukan penelitian mengenai analisis sifat fisik dan kimia lapisan CBM pada lapangan x. Lapangan ini memiliki 5 bekas sumur eksplorasi yang digunakan oleh perusahaan lemigas pada awal tahun abad ini. Tujuan awal penggalian ini adalah untuk mengetahui sifat fisik reservoir dari lapisan batubara. Hasil data yang telah dipublikasikan menunjukkan bahwa terdapat lima buah lapisan batubara yang memiliki cadangan CBM terdapat pada kedalaman 450m sampai 950m.

Menurut (Sosrowidjojo, 2013) Lapangan yang digunakan untuk penelitian ini memiliki lapisan batu bara yang tebal pada kedalaman yang optimal dan sudah memiliki infrastruktur produksi lapangan migas. Dari hasil penelitian (Sosrowidjojo, 2013) didapatkan data reservoir sebagai berikut :

Tabel 2-1 Data lapisan CBM X hasil penelitian (Sosrowidjojo, 2013)

| Subjek | Nilai | Satuan |
|--------------------------|-----------------------|----------|
| Tekanan Reservoir | 1.279 | psi |
| Komposisi <i>Methane</i> | 95 | % mol |
| <i>Net Pay</i> | 12 | m |
| <i>Gas Content</i> | 1,134 | scf/ ton |
| SG | 0,5537 | |
| ϕ | 5 | % |
| K | 4 | md |
| <i>Coal Rank</i> | <i>Sub-bituminous</i> | |
| <i>Gas Production</i> | 3.891.281,7 | MMBTU |
| Kedalaman | 450 | m |
| Kandungan CO2 | 4,25 | % |
| API | 124,1 | |

Sumber : Sosrowidjojo (2013)

Berdasarkan penelitian (Sosrowidjojo, 2013) jenis dari sample lapisan batu bara ini memiliki sifat *sub-bituminous*. Komposisi maseral pada lapisannya menunjukkan banyak *huminite*, hal ini menjadi bukti bahwa kapasitas penyimpanan

dan jenis *hydrocarbon* lapangan ini memiliki potensi yang bagus dan menguntungkan untuk pengembangan CBM.

2.3 Simulasi Produksi Menggunakan *Fracturing*

Setelah penelitian sifat fisik reservoir CBM, selanjutnya dilakukan penelitian mengenai simulasi produksi CBM menggunakan *hydraulic fracturing* sebagai metode untuk meningkatkan produksinya. Penelitian ini dilakukan oleh (Fajar S & Sukirno, 2018) yang mendesain dan melakukan simulasi produksi menggunakan program FracCade 7.0, dimana pada penelitian simulasi tersebut komposisi *fracture fluid* dan *propant characteristic* sebagai berikut :

Tabel 2-2 Karakteristik cairan *fracturing*

| <i>Fracture Fluid Characteristic</i> | |
|--------------------------------------|-----------------|
| <i>Fluid Name</i> | <i>WideFrac</i> |
| <i>Power Law Index</i> | 0,660 |
| <i>Spurt Loss</i> | 2,5 ga/ 100 |
| <i>Viscosity</i> | 693,237 cP |
| <i>Maximum Temperature</i> | 350 f |

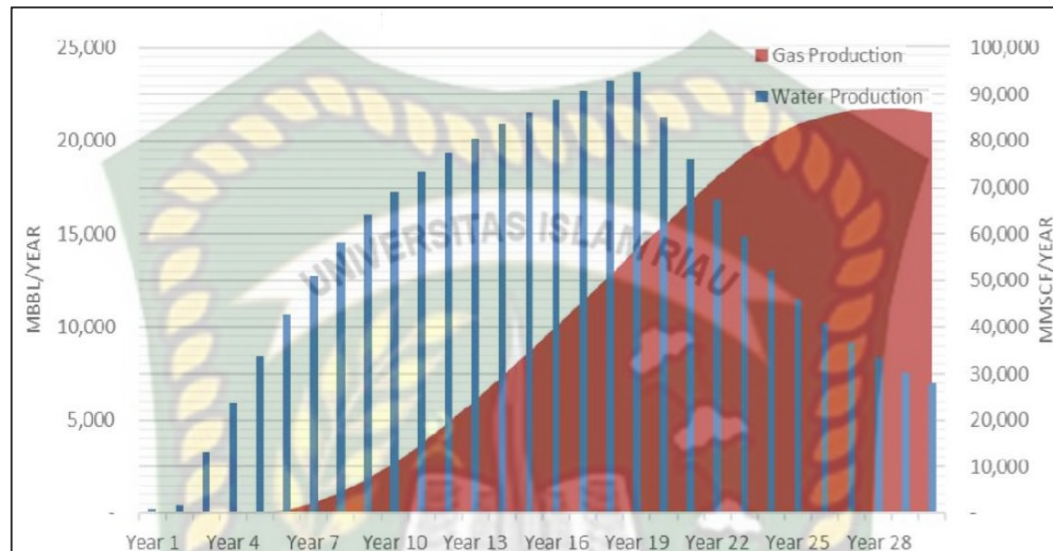
Sumber : Fajar & Sukirno (2018)

Tabel 2-3 Karakteristik *Propant*

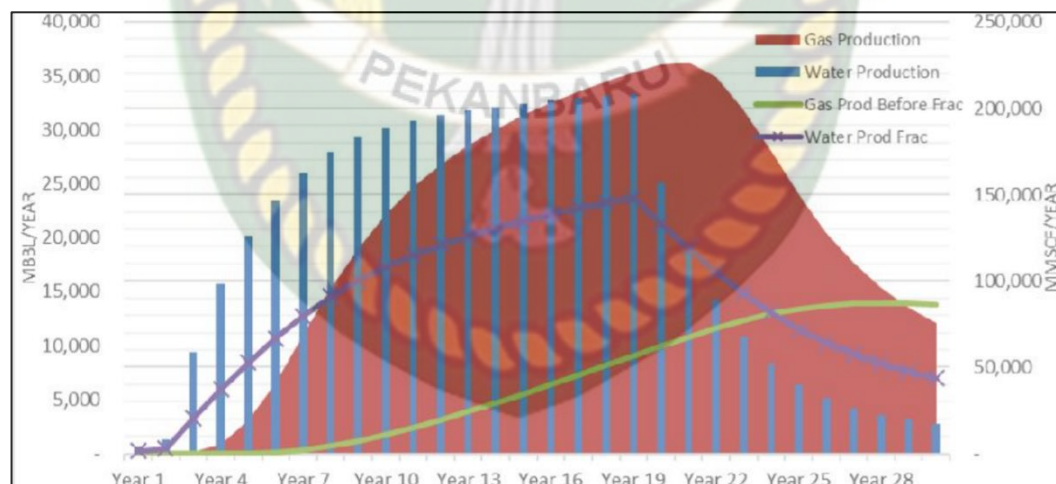
| <i>Propant Characteristic</i> | |
|-------------------------------|--------------------------|
| <i>Propant Type</i> | <i>Silica Sand 16/30</i> |
| <i>Fracture Length</i> | 117 ft |
| <i>Fracture Height</i> | 136,2 ft |
| <i>Average Permeability</i> | 14,08 md |

Sumber : Fajar & Sukirno (2018)

Penelitian oleh (Fajar S & Sukirno, 2018) mengenai simulasi produksi CBM menggunakan *fracturing* ini memberikan 2 hasil grafik simulasi yang menunjukkan informasi mengenai produksi gas dan air selama 30 tahun, baik menggunakan *hydraulic fracturing* maupun tidak.



Gambar 2.1 Hasil simulasi produksi gas dan air pada lapangan x sebelum menggunakan *hydraulic fracturing* (Fajar S & Sukirno, 2018)



Gambar 2.2 Hasil simulasi produksi gas dan air pada lapangan x setelah menggunakan *hydraulic fracturing* (Fajar S & Sukirno, 2018)

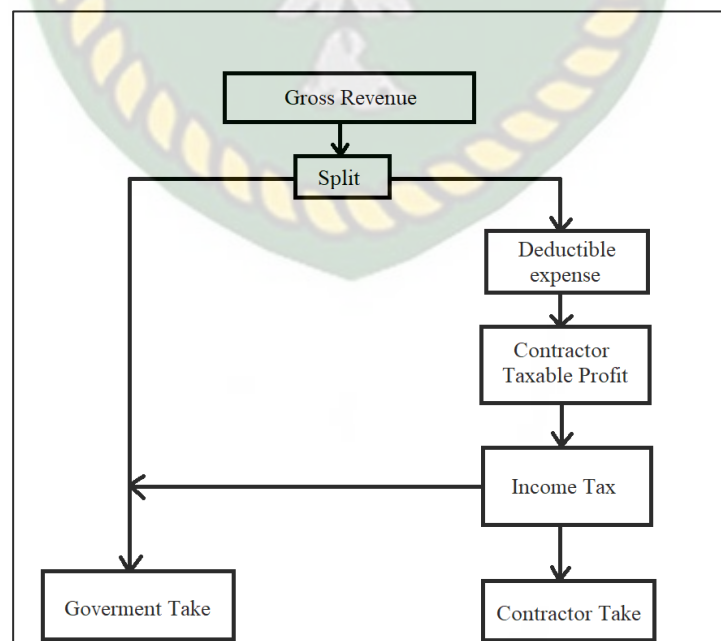
Berdasarkan hasil penelitian simulasi lapangan produksi oleh (Fajar S & Sukirno, 2018) tersebut, dapat diketahui bahwa hasil produksi CBM yang menggunakan *hydraulic fracturing* lebih banyak menghasilkan gas daripada yang tidak menggunakan *hydraulic fracturing* dalam sela waktu 30 tahun. Tetapi pada

penelitian ini belum dilakukan perhitungan ekonomi yang menunjukkan apakah hasil simulasi produksi tersebut layak diproduksi secara ekonomi atau tidak.

2.4 *Gross Split Psc*

Gross split merupakan salah satu jenis kontrak kerja sama antara pemerintah dan kontraktor dalam proses kegiatan hulu migas berdasarkan pembagian hasil produksi tanpa menggunakan sistem *cost recovery* (Ariyon & Dewi, 2018). Perubahan kontrak kerja sama standar yang menggunakan *cost recovery* menjadi kontrak kerja sama *gross split* dilakukan karena kontrak kerja sama standar dinilai tidak ekonomis dan efektif untuk digunakan. Hal ini diperjelas pada saat terjadinya penurunan harga minyak, penggunaan PSC standar menyebabkan banyak tersisanya lapangan migas yang tidak diproduksi karena memiliki jumlah cadangan dan kedalaman yang tidak ekonomis.

Berdasarkan penelitian (Ariyon & Dewi, 2018) pada suatu lapangan marginal di Indonesia, kontrak kerja sama *gross split* memberikan hasil yang lebih ekonomis, baik untuk pemerintah maupun kontraktor. Penelitian ini membuktikan bahwa penggunaan *gross split* PSC dapat mengatasi permasalahan pengurangan produksi pada lapangan yang memiliki cadangan sedikit dan kedalaman yang tidak ekonomis.



Gambar 2.3 Skema *Gross Split* PSC

Kontrak *gross split* memiliki tahap penyesuaian split, dimana terdapat bagi hasil awal (*base split*) untuk minyak bumi sebesar 57% bagian negara dan 43% bagian kontraktor, dan untuk gas bumi sebesar 52% bagian negara dan 48% bagian kontraktor (Ariyon & Dewi, 2018). Pada proses pengembangan lapangan, *base split* tersebut akan disesuaikan berdasarkan komponen variabel dan komponen progresif. Peraturan *gross split* yang digunakan pada penelitian ini adalah Peraturan Menteri ESDM No. 52 Tahun 2017.

Tabel 1-4 Komponen Variable *Gross Split* PSC

| No | Karakteristik | Parameter | Koreksi Split Bagian Kontraktor (%) |
|----|---|--|-------------------------------------|
| 1 | Status Lapangan | POD I | 5 |
| | | POD II | 3 |
| | | POD III | 0 |
| 2 | Kondisi Lapangan (*h = Kedalaman laut dalam meter) | <i>Onshore</i> | 0 |
| | | <i>Offshore</i> ($0 < h \leq 20$) | 8 |
| | | <i>Offshore</i> ($50 < h \leq 150$) | 10 |
| | | <i>Offshore</i> ($150 < h \leq 1000$) | 12 |
| | | <i>Offshore</i> ($h > 1000$) | 14 |
| | | <i>Offshore</i> ($h > 1000$) | 16 |
| 3 | Kedalaman Reservoir (m) | ≤ 2500 | 0 |
| | | > 2500 | 1 |
| 4 | Ketersediaan Infrastruktur Pendukung | <i>Well Development</i> | 0 |
| | | <i>New Frontier Offshore</i> | 2 |

| | | | |
|----|--------------------------------------|-----------------------------|-----|
| | | <i>New Frontier Onshore</i> | 4 |
| 5 | Jenis Reservoir | <i>Conventional</i> | 0 |
| | | <i>Unconventional</i> | 16 |
| 6 | Kandungan CO ₂ (%) | < 5 | 0 |
| | | 5 ≤ x < 10 | 0,5 |
| | | 10 ≤ x ≤ 20 | 1 |
| | | 20 ≤ x < 40 | 1,5 |
| | | 40 ≤ x < 60 | 2 |
| | | x ≥ 60 | 4 |
| 7 | Kandungan H ₂ S (ppm) | < 100 | 0 |
| | | 100 ≤ x < 1000 | 1 |
| | | 1000 ≤ x < 2000 | 2 |
| | | 2000 ≤ x < 3000 | 3 |
| | | 3000 ≤ x < 4000 | 4 |
| | | X ≥ 4000 | 5 |
| 8 | Berat Jenis Minyak Bumi (API) | < 25 | 1 |
| | | ≥ 25 | 0 |
| 9 | Tingkat Komponen Dalam Negeri (TKDN) | 30 ≤ x < 50 | 2 |
| | | 50 ≤ x < 70 | 3 |
| | | 70 ≤ x < 100 | 4 |
| 10 | Tahapan Produksi | Primer | 0 |
| | | Sekunder | 6 |
| | | Tersier | 10 |

Sumber : (Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia, 2017)

Komponen variabel tersebut memperhitungkan sifat *reservoir* dan faktor lain yang membedakan setiap produksi. Hal ini dapat menjadi pendukung agar kontraktor tertarik untuk meningkatkan pengembangan produksi *reservoir unconventional*, dimana salah satunya adalah CBM.

Tabel 2-5 Komponen Progresif *Gross Split* PSC

| No | Karakteristik | Parameter | Koreksi Split Bagian Kontraktor (%) |
|----|---|-----------|---|
| 1 | Harga Minyak Bumi (US\$/barrel) | | $(85 - ICP) \times 0,25$ |
| 2 | Harga Gas Bumi (US\$/barrel) | < 7 | $(7 - \text{Harga Gas Bumi}) \times 2,5$ |
| | | 7 - 10 | 0,0 |
| | | > 10 | $(10 - \text{Harga Gas Bumi}) \times 2,5$ |
| 3 | Jumlah Kumulatif Produksi Minyak dan Gas Bumi (MMBOE) | < 30 | 10 |
| | | 30 - 60 | 9 |
| | | 60 - 90 | 8 |
| | | 90 - 125 | 6 |
| | | 125 - 175 | 4 |
| | ≥ 175 | 0 | |

Sumber : (Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia, 2017)

Penyesuaian pada komponen progresif ini juga termasuk sebagai faktor penting dalam pengembangan produksi, yaitu pada komponen harga yang disesuaikan dengan harga minyak atau gas yang ditentukan oleh pemerintah.

Perubahan kontrak PSC standar menjadi PSC *gross split* tentu saja juga mempengaruhi pengembangan produksi *reservoir unconventional*, yang selama ini dinilai tidak ekonomis jika produksinya dikembangkan menggunakan kontrak PSC standar. Hal ini dapat dilihat dari komponen variabel dan komponen progresif pembagian kontrak *gross split* yang memperhitungkan permasalahan produksi *reservoir unconventional*.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 METODE PENELITIAN

3.1.1. Kontrak Gross Split

Metode yang digunakan adalah perhitungan PSC *gross split* dengan cara menggunakan *base split* untuk gas bumi. *Base split* dapat berubah sesuai nilai dari *variable split* dan *progressive split*, sesuai dengan Peraturan Menteri ESDM No. 52 Tahun 2017.

Tabel 3-1 *Base Split Gross split* untuk Gas Bumi

| Base Split Gas Bumi | |
|----------------------------|-----|
| Kontraktor | 48% |
| Pemerintah | 52% |

Selanjutnya setelah mendapatkan nilai *base split* tersebut, dilakukan penyesuaian *split* berdasarkan *variable split* dan *progressive split*.

3.1.2. Gross Revenue

Gross revenue merupakan keuntungan kotor dari ekonomi produksi yang dapat dihitung menggunakan rumus :

$$\text{Gross Revenue} = \text{Harga Gas} \times \text{Produksi Tahunan}$$

3.1.3. Operating Cost

Operating cost adalah modal yang digunakan untuk menjaga keberlangsungan produksi migas. Perhitungan *operating cost* atau *opex* pada ekonomi migas biasanya dihitung berdasarkan jumlah produksi gas, dimana rumus untuk menghitungnya adalah :

$$\text{Operating Cost} = \text{Opex} \times \text{Produksi Tahunan}$$

3.1.4. Depresiasi

Depresiasi adalah pengurangan atau pembayaran biaya modal berdasarkan dengan hasil yang didapatkan pertahun. Menurut (Wimar, 2016) Beberapa faktor

yang harus diperhitungkan dalam menghitung periode depresiasi dari suatu barang atau modal adalah biaya awal (*initial cost*), harga yang diperoleh pada waktu barang selesai dipakai dan lama waktu pemakaian.

3.1.5. Deductible Expense

Deductible expense adalah total biaya pengeluaran yang digunakan sebagai pengurang hasil pendapatan kotor yang akan dipajakkan. Dalam ekonomi migas perhitungan *deductible expense* dapat dilakukan menggunakan rumus berikut :

$$\text{Deductible Expense} = \text{Non Capital Cost} + \text{Depresiasi} + \text{Operating Cost}$$

Perhitungan *deductible expense* berguna sebagai pengurang biaya yang akan dikenai pajak. Biaya *non capital*, *operating cost* dan *depresiasi* termasuk kepada *deductible expense* karena sesuai dengan UU No.36 Tahun 2008 tentang Pajak Penghasilan biaya *non capital*, *operating cost* dan *depresiasi* termasuk kepada biaya untuk mendapatkan, menagih dan memelihara penghasilan.

3.1.6. Net Contractor Take

Pendapatan kontraktor merupakan hasil keuntungan bersih yang diperoleh oleh kontraktor. Hasil pendapatan bersih kontraktor pada penelitian ini dapat dihitung menggunakan rumus berikut :

$$\text{Net Contractor} = \text{Con. Taxable Share} - \text{Government Tax Entitlement}$$

3.1.7. Net Government Take

Pendapatan bersih pemerintah pada kontrak bagi hasil *gross split* berasal dari *split* kotor *gross revenue* dan potongan pajak pendapatan kontraktor.

$$\text{Net Government} = \text{Government Tax} + \text{Gross Government Take}$$

3.1.8. Indikator Keekonomian

Indikator keekonomian yang akan dihitung untuk menentukan kelayakan produksi pada penelitian ini adalah *Net Present Value (NPV)*, *Internal Rate of Return (IRR)* dan *Pay Out Time (POT)*.

1. Menghitung *Net Present Value (NPV)* :

$$NPV = CF_0 + \frac{CF_1}{(1+i)^1} + \frac{CF_2}{(1+i)^2} + \frac{CF_3}{(1+i)^3} + \frac{CF_4}{(1+i)^4} \dots + \frac{CF_n}{(1+i)^n}$$

Dimana :

CF = Cash Flow

i = Discount Rate/ Suku Bunga

n = Tahun produksi ke n

2. Menghitung *Internal Rate of Return (IRR)* :

$$IRR = i_1 + \frac{NPV_1}{(NPV_1 - NPV_2)} \times (i_2 - i_1)$$

Dimana :

i_1 = Discount Rate pada NPV (+)

i_2 = Discount Rate pada NPV (-)

NPV_1 = NPV yang bernilai (+)

NPV_2 = NPV bernilai (-)

3. Menghitung *Pay Out Time (POT)*

$$POT = T_1 + \frac{Cum_1}{(Cum_1 - Cum_2)} \times (T_2 - T_1)$$

Keterangan :

Cum_1 = Tahun sebelum CF positif

Cum_2 = Tahun setelah CF positif

T_1 = Tahun sebelum CF Positif

T_2 = Tahun setelah CF Positif

3.2 JENIS PENELITIAN

Jenis penelitian ini adalah studi kasus yang melanjutkan penelitian dari dua peneliti sebelumnya. Penelitian pertama oleh (Sosrowidjojo, 2013) yang melakukan penelitian mengenai sifat *geochemical* lapisan *coal* lapangan tersebut. Penelitian

kedua oleh (Fajar S & Sukirno, 2018) yaitu penelitian mengenai simulasi produksi menggunakan *fracturing*. Dua penelitian tersebut dilanjutkan ke penelitian ini, dimana penelitian ini bertujuan untuk menentukan kelayakan produksi dengan cara memperhitungkan faktor keekonomian produksi lapangan CBM X menggunakan kontrak bagi hasil *gross split*.

3.3 PENGAMBILAN DATA

Pengambilan data pada penelitian ini dilakukan secara sekunder yang didapatkan dari literatur berupa tesis, jurnal dan sumber pustaka lainnya.

Tabel 2-2 Sifat fisik Lapisan batu bara lapangan CBM X

| Subjek | Nilai | Satuan |
|---------------------------|-----------------------|--------------|
| Tekanan Reservoir | 1.279 | psi |
| Komposisi <i>Methane</i> | 95 | % mol |
| <i>Net Pay</i> | 12 | m |
| <i>Gas Content</i> | 1,134 | scf/ ton |
| SG | 0,5537 | |
| ϕ | 5 | % |
| K | 4 | md |
| <i>Coal Rank</i> | <i>Sub-bituminous</i> | |
| <i>Gas Production</i> | 3.891.281,7 | <i>MMBTU</i> |
| Kedalaman | 450 | m |
| Kandungan CO ₂ | 4,25 | % |
| API | 124,1 | |

Sumber: (Sosrowidjojo, 2013)

Tabel 3-3 Data simulasi produksi lapangan CBM X

| TAHUN | JUMLAH SUMUR | PRODUKSI GAS (MBBL) | PRODUKSI GAS (MMBTU) |
|--------------|--------------|---------------------|----------------------|
| 1 | 5 | 0 | 0 |
| 2 | 29 | 0 | 0 |
| 3 | 53 | 0 | 0 |
| 4 | 77 | 861,97 | 4.913,23 |
| 5 | 101 | 1.723,95 | 9.826,52 |
| 6 | 125 | 6.895,79 | 39.306,00 |
| 7 | 173 | 12.067,63 | 68.785,49 |
| 8 | 197 | 16.377,5 | 93.351,75 |
| 9 | 221 | 19.825,4 | 113.004,78 |
| 10 | 245 | 24.135,26 | 137.570,98 |
| 11 | 269 | 29.307,11 | 167.050,53 |
| 12 | 293 | 31.031,05 | 176.876,99 |
| 13 | 317 | 32.755 | 186.703,50 |
| 14 | 341 | 33.616,98 | 191.616,79 |
| 15 | 365 | 34.478,95 | 196.530,02 |
| 16 | 389 | 36.202,9 | 206.356,53 |
| 17 | 413 | 37.064,87 | 211.269,76 |
| 18 | 420 | 37.926,84 | 216.182,99 |
| 19 | 420 | 38.788,82 | 221.096,27 |
| 20 | 420 | 38.788,82 | 221.096,27 |
| 21 | 420 | 37.064,87 | 211.269,76 |
| 22 | 420 | 37.926,84 | 216.182,99 |
| 23 | 420 | 34.478,95 | 196.530,02 |
| 24 | 420 | 29.307,11 | 167.050,53 |
| 25 | 420 | 25.859,21 | 147.397,50 |
| 26 | 420 | 22.411,32 | 127.744,52 |
| 27 | 420 | 18.963,42 | 108.091,49 |
| 28 | 420 | 17.239,47 | 98.264,98 |
| 29 | 420 | 14.653,55 | 83.525,24 |
| 30 | 420 | 12.929,61 | 73.698,78 |
| TOTAL | 420 | 682.681 | 3.891.281,7 |

Sumber: (Fajar S & Sukirno, 2018)

Tabel 3-4 Investasi *Capital*

| CAPITAL COST | HARGA (USD) |
|------------------------------|---------------------|
| <i>Fracking Unit</i> | \$ 762.000 |
| <i>Water Pumping Unit</i> | \$ 508.000 |
| <i>Flare stack</i> | \$ 63.500 |
| <i>Gas Clean up Facility</i> | \$ 1.270.000 |
| <i>Gas Storage tanks</i> | \$ 2.540.000 |
| <i>Methane Pipelines</i> | \$ 1.473.200 |
| <i>Gas Collection Points</i> | \$ 110.490 |
| <i>Gas compression unit</i> | \$ 1.270.000 |
| <i>Road Construction</i> | \$ 381.000 |
| <i>Other infrastructure</i> | \$ 635.000 |
| TOTAL | \$ 9.013.190 |

Tabel 3-5 Investasi *Non Capital*

| NON CAPITAL COST | HARGA (USD) |
|---|---------------------|
| <i>Licences, EIA, monitoring, verification and accommodation</i> | \$ 200.000 |
| <i>Seismic & Survey, G&G studies, Intangible Drilling</i> | \$ 2.500.000 |
| TOTAL | \$ 2.700.000 |

Tabel 3-6 Termin Fiskal

| Data Ekonomi | Nilai |
|-------------------------------|---------------|
| <i>Discount Rate</i> | 15 % |
| <i>Split</i> untuk Kontraktor | 70 % |
| <i>Split</i> untuk Pemerintah | 30 % |
| Pajak | 40,5% |
| MARR | 15% |
| <i>Opex</i> | 4 US\$/ MMBTU |

3.4 FLOW CHART



Gambar 3.1 Diagram alur penelitian (*Flow Chart*)

3.4 JADWAL PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan mulai dari April 2020 sampai Juni 2020, perinciannya dapat dilihat pada *gantt chart* berikut :

Tabel 3-7 Jadwal waktu penelitian

| No | Description | 2020 | | |
|----|---|------|-----|-----|
| | | Apr | May | Jun |
| 1 | Studi Literatur | | | |
| 2 | Pengumpulan dan persiapan data | | | |
| 3 | Perhitungan pembagian split berdasarkan <i>gross split</i> no. 52 tahun 2017 | | | |
| 4 | Pembuatan cash flow berdasarkan investasi dan termin fiskal | | | |
| 5 | Perhitungan indikator keekonomian NPV, IRR dan POT berdasarkan hasil perhitungan <i>cash flow</i> | | | |
| 6 | Menganalisis hasil perhitungan dan kelayakan produksi | | | |
| 7 | Pembuatan laporan tugas akhir | | | |

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 ANALISIS KEEKONOMIAN

Analisis keekonomian merupakan suatu perhitungan yang dilakukan untuk meramalkan pendapatan keuntungan pemerintah dan kontraktor, selain itu perhitungan keekonomian juga dapat membuktikan apakah hasil data dari simulasi dapat digunakan untuk produksi nyata atau tidak.

Perhitungan indikator keekonomian yang dilakukan pada penelitian ini adalah penentuan nilai NPV, IRR dan POT. Sebelum menentukan nilai indikator-indikator keekonomian tersebut, perlu diperhitungkan perincian pembiayaan atau *cash flow* dari suatu produksi.

4.1.1 Data Simulasi

Data hasil simulasi dari penelitian (Fajar S & Sukirno, 2018) yang digunakan untuk produksi lapangan CBM X adalah sebagai berikut:

- Jumlah Sumur: 412 *wells*
- Total *commulative* produksi gas: 3.891.281,7 MBBL
- Lama Produksi: 30 tahun

4.1.2 Biaya Investasi

Biaya investasi merupakan biaya modal yang digunakan untuk memproduksi suatu lapangan. Biaya investasi terdiri dari biaya *capital* dan *non capital*, dimana biaya *capital* merupakan modal yang dapat dibayarkan seiring berjalannya proses produksi dan biaya *non capital* merupakan biaya modal yang harus dibayarkan langsung.

4.1.3 Parameter- Parameter Perhitungan Keekonomian

Data atau parameter yang dibutuhkan untuk memperhitungkan keekonomian berdasarkan kontrak bagi hasil *gross split* adalah :

Tabel 4-1 Parameter Perhitungan Keekonomian Metode *Gross Split*

| DATA | UNIT | VALUE |
|---------------------------------|------------|-------------|
| INVESTASI | | |
| <i>Capital</i> | MUS\$ | \$ 9.013 |
| <i>Non Capital</i> | MUS\$ | \$ 2.700 |
| DATA PRODUKSI | | |
| Gas | MBBL | 3.891.281,7 |
| Lama Produksi | Years | 30 |
| DATA EKONOMI | | |
| <i>Disc rate</i> | % | 15% |
| <i>Total Split (Contractor)</i> | % | 70% |
| <i>Total Split (Government)</i> | % | 30% |
| <i>Tax</i> | % | 40,5% |
| MARR | % | 15 % |
| <i>OPEX</i> | US\$/MMBTU | 4 |
| Harga Gas | US\$/MMBTU | 6 |

4.1.4 Pembagian *Split* Kontrak *Gross Split*

Perhitungan pembagian *split* dilakukan sesuai dengan Peraturan Menteri Energi Sumber Daya Alam (ESDM) No 52 Tahun 2017 mengenai Kontrak Bagi Hasil *Gross Split*. Pembagian *split* diawali dengan *base split* dan dilakukan penyesuaian *split* menggunakan *variable split* dan *progressive split*.

Tabel 4-2 Penyesuaian *Split*

| No | Komponen | Karakteristik Lapangan CBM X | GS No 52 Tahun 2017 Koreksi Split (%) |
|---|---|------------------------------|---------------------------------------|
| Variable Split | | | |
| 1 | Status Lapangan | POD I | 5 |
| 2 | Lokasi Lapangan | Onshore | 0 |
| 3 | Kedalaman Reservoir (m) | 450 | 0 |
| 4 | Ketersediaan Infrastruktur Pendukung | Well Development | 0 |
| 5 | Jenis Reservoir | Unconventional | 12,5 |
| 6 | Kandungan CO ₂ (%) | 4% | 0 |
| 7 | Kandungan H ₂ S | - | 0 |
| 8 | Berat Jenis | 124,1 | 0 |
| 9 | Tingkat Komponen Dalam Negeri (%) | 30-50 | 2 |
| 10 | Tahapan Produksi | Primer | 0 |
| Total | | | 19,5% |
| Progressive Split | | | |
| 11 | Harga Gas Bumi (US\$/MMBTU) | 6 | 2,5 |
| 12 | Jumlah Kumulatif Produksi Minyak dan Gas Bumi (MMBOE) | ≥175 | 0 |
| Total | | | 2,5% |
| Total seluruh koreksi split untuk kontraktor | | | 22% |

Base split untuk gas bumi adalah 48% untuk kontraktor dan 52% untuk pemerintah. Setelah penyesuaian *split* menggunakan *variable split* dan *progressive split* didapatkan, hasil *split* akhir 70% untuk kontraktor dan 30% untuk pemerintah. Hasil perubahan *split* yang cukup besar disebabkan oleh salah satu dari *variable*

split yang merubah *split* berdasarkan jenis reservoir yaitu *conventional* reservoir atau *unconventional* reservoir.

Perubahan *split* berdasarkan jenis reservoir *unconventional* cukup rasional karena untuk memproduksi reservoir *unconventional* biasanya dibutuhkan modal, teknologi dan resiko akan kegagalan yang lebih tinggi dari produksi reservoir *conventional*. Karena itu, proses perhitungan keekonomian menggunakan metode bagi hasil *gross split* sangat tepat digunakan untuk produksi reservoir jenis *unconventional* baik itu CBM, *shale gas* ataupun *unconventional* reservoir lainnya.

4.1.5 Gross Revenue

Gross revenue merupakan keuntungan kotor dari ekonomi produksi yang dapat dihitung menggunakan rumus :

$$\text{Gross Revenue} = \$6 \times 3.891.294.18 = \$ 23.347.765$$

Data produksi hasil simulasi pada penelitian ini menunjukkan bahwa produksi gas dimulai pada tahun 4, dimana sebelum tahun ke 4 nilai dari *gross revenue* adalah 0 karena tidak terdapatnya gas pada proses produksi.

4.1.6 Operating Cost

Operating cost adalah modal yang digunakan untuk menjaga keberlangsungan produksi migas. Perhitungan *operating cost* atau *opex* pada ekonomi migas biasanya dihitung berdasarkan jumlah produksi gas, dimana rumus untuk menghitungnya adalah :

$$\text{Operating Cost} = \$4 \times 3.891.294.18 = \$ 15.565.177$$

Sama seperti pada perhitungan *gross revenue*, karena produksi gas terjadi pada tahun ke 4, maka perhitungan *operating cost* sebelum tahun ke 4 bernilai 0. Total seluruh *operating cost* selama 30 tahun adalah \$ 15.565.177.

4.1.7 Depresiasi

Depresiasi adalah pengurangan atau pembayaran biaya modal berdasarkan dengan hasil yang didapatkan pertahun. Menurut (Wimar, 2016) Beberapa faktor

yang harus diperhitungkan dalam menghitung periode depresiasi dari suatu barang atau modal adalah biaya awal (*initial cost*), harga yang diperoleh pada waktu barang selesai dipakai dan lama waktu pemakaian.

Tabel 4-3 Depresiasi selama 5 tahun

| TAHUN KE | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|------------|-------|-------|-------|-----|---------|
| DEPRESIASI | 2.253 | 1.690 | 1.267 | 951 | 2.851,8 |

Pada penelitian ini pembayaran depresiasi dilakukan selama 5 tahun, dimana total depresiasinya adalah \$9.013.190.

4.1.8 *Deductible Expense*

Deductible expense adalah total biaya pengeluaran yang digunakan sebagai pengurang hasil pendapatan kotor yang akan dipajakkan. Dalam ekonomi migas perhitungan *deductible expense* dapat dilakukan menggunakan rumus berikut :

$$\text{Deductible Expense} = \$2.700.000 + \$9.013.190 + \$15.565.177 = \$27.278.367$$

Perhitungan *deductible expense* berguna sebagai pengurang biaya yang akan dikenai pajak. Biaya *non capital*, *operating cost* dan *depresiasi* termasuk kepada *deductible expense* karena sesuai dengan UU No.36 Tahun 2008 tentang Pajak Penghasilan biaya *non capital*, *operating cost* dan *depresiasi* termasuk kepada biaya untuk mendapatkan, menagih dan memelihara penghasilan.

4.1.9 Pendapatan Kontraktor

Pendapatan kontraktor merupakan hasil keuntungan bersih yang diperoleh oleh kontraktor. Hasil pendapatan bersih kontraktor pada penelitian ini dapat dihitung menggunakan rumus berikut :

$$\text{Net Contractor Take} = \$774.456.397 - \$313.655.841 = \$460.801.556$$

4.1.10 Pendapatan Pemerintah

Pendapatan bersih pemerintah pada kontrak bagi hasil *gross split* berasal dari *split* kotor *gross revenue* dan potongan pajak pendapatan kontraktor 40.5%.

$$\text{Net Government} = \$313.654.841 + \$7.004.329.529 = \$7.317.984.370$$

4.2 INDIKATOR KEEKONOMIAN

Perhitungan indikator keekonomian merupakan perhitungan yang menentukan apakah produksi layak atau tidak untuk diterapkan secara nyata. Indikator keekonomian yang dihitung pada penelitian ini adalah *Net Present Value (NPV)*, *Internal Rate of Return (IRR)* dan *Pay Out Time (POT)*.

4.2.1 Net Present Value (NPV)

NPV adalah perbandingan antara *present value* dari *total cash in* dan *present value* dari *total cash out* sesuai *discount rate* yang diberikan.

$$\begin{aligned} NPV = & (-2700) + \frac{(-2253)}{(1 + 0.15)^1} + \frac{(-1690)}{(1 + 0.15)^2} + \frac{(-1267)}{(1 + 0.15)^3} + \frac{4019}{(1 + 0.15)^4} \\ & + \dots + \frac{68776}{(1 + 0.15)^{30}} \\ & \mathbf{NPV = \$43.915.290} \end{aligned}$$

Hasil perhitungan nilai NPV mendapatkan hasil yang positif, maka jika didasarkan pada NPV produksi ini dinyatakan layak untuk diterapkan secara nyata.

4.2.2 Internal Rate of Return (IRR)

IRR adalah perolehan pertahun dari investasi, nilai IRR menentukan apakah suatu investasi menarik untuk dilakukan atau tidak. Semakin tinggi nilai IRR maka semakin tinggi juga kemungkinan suatu proyek akan mendapatkan investasi. Nilai IRR tidak dapat dihitung secara langsung, nilainya dapat dihitung melalui *trial and error*.

Perhitungan IRR pada penelitian ini menggunakan nilai discount rate sebesar 35% yang mendapatkan nilai NPV \$1.699.725 dan discount rate sebesar 40% yang mendapatkan nilai NPV -\$2.755.982

$$IRR = 35\% + \frac{1.699.725}{(1.699.725 + 2.755.982)} \times (40\% - 35\%)$$

$$\mathbf{IRR = 39\%}$$

Hasil perhitungan IRR tersebut bernilai lebih besar dari MARR, maka berdasarkan nilai IRR produksi ini layak diterapkan secara nyata.

4.2.3 Pay Out Time (POT)

POT merupakan total waktu yang dibutuhkan untuk mendapatkan nilai *cash inflow* agar setara dengan *cash outflow*. Perhitungan nilai POT berguna untuk menentukan berapa lama suatu modal investasi berubah menjadi keuntungan. Nilainya dapat dihitung dengan menambahkan *cash in* perwaktu pendapatan sampai menutupi total *cash out*, waktu saat seluruh *cash out* sudah tertutupi merupakan nilai dari POT.

Pada penelitian ini, nilai *cumulatif positif* didapatkan pada tahun ke 6 dengan nilai \$3.741.758 dan nilai *cumulatif* sebelumnya yaitu tahun ke 7 adalah \$-4.443.715, sehingga perhitungan POT dapat dilakukan dengan interpolasi.

$$POT = 6 + \frac{3.741.758}{(3.741.758 + 4.443.715)} \times (7 - 6)$$

$$\mathbf{POT = 7 \text{ Tahun}}$$

Perhitungan nilai POT dinyatakan layak apabila hasilnya lebih kecil dibandingkan dengan lama tahun produksi. Tahun produksi penelitian ini adalah 30 tahun, maka berdasarkan hasil perhitungan POT produksi ini layak diterapkan secara nyata.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian tugas akhir ini, kesimpulan yang dapat diberikan adalah :

1. Hasil pembagian *split* berdasarkan Peraturan Menteri ESDM No. 52 Tahun 2017 adalah 70% untuk kontraktor dan 30% untuk pemerintah.
2. Berdasarkan PSC *gross split* dan perhitungan *cash flow*, hasil pendapatan bersih untuk kontraktor adalah \$460.801.556 dan pendapatan bersih untuk pemerintah adalah \$7.317.984.370.
3. Perhitungan indikator keekonomian mendapatkan hasil NPV@15% = \$43.915.290, IRR= 39% dan POT = 7 tahun. Kelayakan produksi dapat ditentukan dengan nilai NPV yang positif, nilai IRR yang melebihi MARR = 15%, dan nilai POT yang kurang dari tahun produksi. Berdasarkan hasil perhitungan indikator keekonomian tersebut produksi lapangan CBM X secara ekonomi layak untuk dilakukan.

5.2 SARAN

Penelitian ini masih dapat dilanjutkan untuk mendapatkan hasil analisis yang lebih baik. Saran penulis kepada pembaca yang ingin melanjutkan penelitian ini adalah melakukan perhitungan keekonomian CBM dengan menggunakan kontrak psc *conventional* dan menganalisis perbandingan antara kontrak psc *conventional* dan kontrak *gross split*.

DAFTAR PUSTAKA

- Amott, N., Garlick, P., Andrews, P., & Wagensveld, S. V. (2016). Coal Bed Methane - Unconventional Gas Become an Optimised Solution. *Society of Petroleum Engineers*, 1-7.
- Anjani, B. R., & Baihaqi, I. (2018). Comparative analysis of Financial Production Sharing Contract (PSC) cost recovery with PSC gross split: Case study in one of the contractor SKK Migas. *Journal of Administrative and Business Studies*, 7-15.
- Ariyanto, A. B. (2015). Analisis Keekonomian Pengembangan Coal Bed Methane (CBM) di Indonesia dengan Berbagai Model Production Sharing Contract (PSC). *Seminar Nasional Cendekiawan 2015*, 196-199.
- Ariyon, M., & Dewi, E. K. (2018). Studi Perbandingan Keekonomian Pengembangan Lapangan Minyak Marjinal Menggunakan Production Sharing Contract dan Gross Split. *Seminar Nasional Teknologi dan Rekayasa*, 3-6.
- Deisman, N., Chalaturnyk, R. J., Campbell, R., & Virues, C. (2015). Reservoir Characterization and Coupled Reservoir-Geomechanical Simulation of CBM Using GSI- Case Studies. *Society of Petroleum Engineers*, 1-3.
- Fajar S, M., & Sukirno. (2018). The Development of Coalbed Methane Field in Indonesia Using Hydraulic Fracturing Technology. *ISER 129th International Conference*, 1-6.
- Giranza, M. J., & Bergmann, A. (2018). Indonesia's New Gross Split PSC: Is It More Superior Than the Previous Standard PSC? *Journal of Economics, Business and Management*, 2-5.

- Hamawand, I., Yusaf, T., & Hamawand, S. G. (2013). Coal Seam Gas and Associated Water: A Review Paper. *Elsevier*, 1-8.
- Hasyim, A., & Irham, S. (2015). Analisa Perbandingan Kontrak Bagi Hasil PSC, PSC No Cost Recovery dan Sliding Scale PSC No Cost Recovery Pada Lapangan CBM X Dengan Optimasi Drilling Schedule. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 1-3.
- Honesti, & Djali. (2012). Analisis Ekonomi dan Finansial Pengembangan Bandar Udara Internasional Minangkabau (BIM) di Sumatera Barat. *Jurnal Momentum*, 50-59.
- Irawan, C., Nurcahyanto, D., Azmy, I. F., Paju, J. A., & Ernata, W. M. (2017). Review of Coal Bed Methane Prospect in Indonesia. *Society of Petroleum Engineers*, 1-6.
- Nirmala. (2016). Analisis Biaya Gas Menggunakan Total Expenditure dan Cost Recovery Pada Perusahaan X. 94-102.
- Purwanto, W. W. (2016). The Natural Gas Industry Development in Indonesia. *Sustainable Energy Sistem & Policy Research Cluster*, 1-5.
- Rulandari, N., Rusli, B., Mirna, R., Nurmantu, S., & Setiawan, M. I. (2018). Valuation of Production Sharing Contract Cost Recovery Vs Gross Split in Earth Oil and Gas Cooperation Contracts in Indonesia and The Aspect of Public Service. *Journal of Physics*, 5-8.
- Ryba, A., & Alessio, L. (2011). Methodologies and Tools for Coal Bed Methane (CBM) Field Development Planning Studies. *Society of Petroleum Engineers*, 2-6.
- Sarhosis, V. (2016). Economic modelling for coal bed methane production and electricity generation from deep virgin coal seams . *Article in Energy* , 26-33.
- Sidiq, H., & Khalili, A. D. (2013). Moving CBM Reservoir Into Production-Developing a New Workflow. *Society Of Petroleum Engineers*, 1-3.

- Soliman, M. Y., Daal, J., & East, L. (2012). Fracturing unconventional formations to enhance productivity. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 5-15.
- Sosrowidjojo, I. B. (2013). Coal Geochemistry of The Unconventional Muaraenim Coalbed Reservoir, South Sumatera Basin: A Case Study From The Rambutan Field. *R & D Centre for Oil and Gas Technology*, 2-7.
- Sulistiyono. (2011). Analisis Kelayakan Penambahan Sumur Produksi Minyak dan Gas Bumi. *Jurnal Ilmiah MTG*, 4.
- Suranto. (2016). Perbandingan Kinerja Reservoir Gas Konvensional dengan Coal Bed Methane (CBM). *Journal of Earth Energy Engineering*, 1-7.
- the Regulation of the Minister of Energy and Mineral Resource No.8, 8 (Minister of Energy and Mineral Resource 2017).
- William, Kartoatmodjo, T., & Prima, A. (2017). Studi Kelayakan Keekonomian Pada Pengembangan Lapangan GX, GY, dan GZ Dengan Sistem PSC dan Gross SPlit. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 2-6.
- Wimar, P. V. (2016). Analisis dalam Pengembangan Keekonomian Coal Bed Methane di Indonesia. *PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN*, 7-86.
- Yasuha, J. X., & Saifi, M. (2017). Analisis Kelayakan Investasi Atas Rencana Penambahan Aktiva Tetap. *Jurnal Administrasi Bisnis*, 114-120.