Journal Genta Mulia
Volume 13, Number 2, 2022 pp. 423-428
P-ISSN 2301-6671 E-ISSN: 2580-6416
Open Access: https://ejournal.stkipbbm.ac.id/index.php/gm

ANALISIS PERBANDINGAN KEEKONOMIAN MIGAS BERDASARKAN PSC COST RECOVERY DAN GROSS SPLIT PADA LAPANGAN "AD-29"

M. Ammar Daffa[1], Deny Fatryanto[2], Sulardi[3] Engeline Marlin[4], Rohima sera Afifah[5], Ipan Sampe[6] Iin Darmiyati[7]
[1234567]Departement of Petroleum Engineering, STT MIGAS Balikpapan, Indonesia
* Corresponding Author: ammardaffa23@gmail.com

Abstrak
Skema kontrak bagi hasil merupakan metode pengujian dan evaluasi kelayakan rencana pengembangan di industri migas. Dalam sistem ini, pemerintah memiliki kepemilikan penuh atas sumber daya migas dan hak penuh kepada perusahaan minyak yang mengontraknya. Penulis melakukan perhitungan PSC dua skema yaitu PSC *Cost Recovery* dan *Gross Split*. Penelitian ini melakukan perhitungan dengan indikator ekonomi yaitu mengunakan beberapa metoda- metoda seperti NPV (Net Present Value), BCR (Benefit Cost Ratio), IRR (Internal Rate of Return), POT (Pay Out Time). Hasil yang di dapat dari kalkulasi keekonomian adalah NPV PCS Cost Recovery generasi ke-3 diperoleh NPV sebesar 286.555 MMUSD, BCR sebesar 523,05%, IRR sebesar 124% dan POT sebesar 2.245 tahun. Hasil perhitungan dengan Gross Split diperoleh NPV 127.049 MMUSD, BCR sebesar 231,90%, IRR sebesar 80%, dan POT sebesar 1 tahun. Hasil indikator keekonomian PSC Cost Recovery generasi ke-3 menunjukkan hasil yang lebih menguntungkan dibandingkan Gross Split. Rekomendasi penelitianmenunjukkan PSC Cost Recovery lebih baik di terapkan pada lapangan "AD-29".

Kata Kunci : cost recovery, gross split, gross revenue

Abstract
The production sharing contract scheme is a method of testing and evaluating the feasibility of development plans in the oil and gas industry. In this system, the government has full ownership of oil and gas resources and full rights to the oil companies that contract them. With this, the author will perform two PSC calculation schemes, namely PSC Cost Recovery and Gross Split.
This study also performs calculations with economic indicators by using several methods such as NPV (Net present Value), BCR (Benefit Cost Ratio), IRR (Internal Rate of Return), POT (Pay Out Time). The results obtained from the economic calculations are that the NPV of the 3rd generation PCS Cost Recovery obtained an NPV of 286,555 MMUSD, a BCR of 523.05%, an IRR of 124% and a POT of 2,245 years. While the results of calculations using Gross Split obtained an NPV of 127,049 MMUSD, a BCR of 231,90%, an IRR of 80%, and a POT of 1 years.
The results of the economic indicators for the 3rd generation PSC Cost Recovery show more profitable results than Gross Split. Research recommendations show that PSC Cost Recovery is better applied to the "AD-29" field.

Keywords : cost recovery, gross split, gross revenue

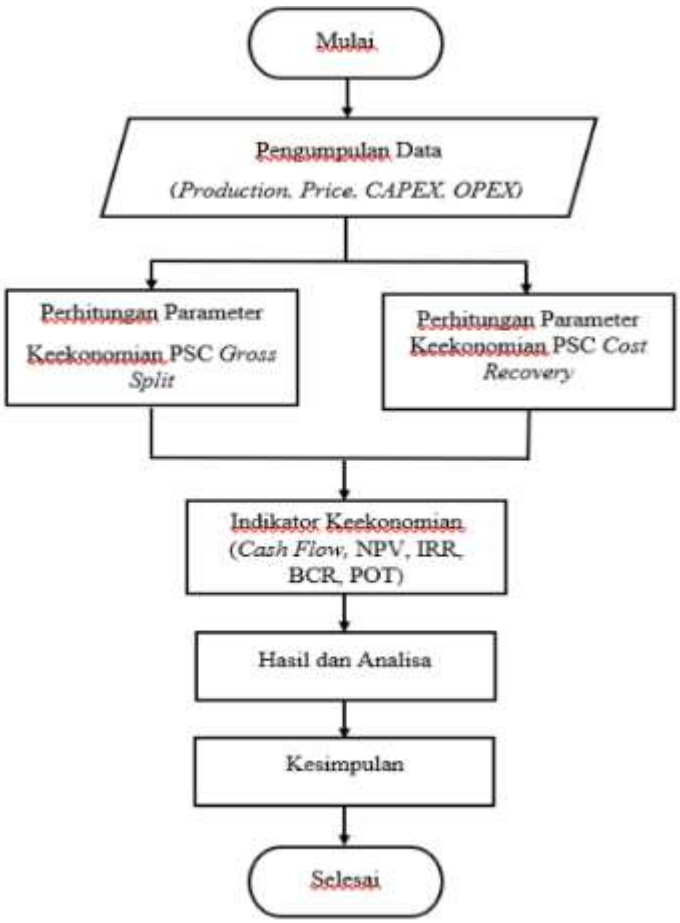
PENDAHULUAN

Minyak dan gas bumi merupakan hal yang sangat berpengaruh, tidak hanya untuk sekarang dan masa lalu, tetapi juga untuk beberapa tahun kedepan atau masa yang akan datang (Jamaluddin, 2020). Di negara bagian luar, media elektronik atau juga cetak sering membawa berita utama di halaman mereka terkait industri migas, harga minyak, dan

lainnya (Benny L., 2012). Rincian keseluruhan industri hulu migas Indonesia telah direvisi beberapa pasal dalam Permen ESDM No. 52 Tahun 2017. Revisi kedua karena adanya Permen ESDM No. 20 tahun 2019 dengan perbaikan komponen TKDN dan perbaikan komponen progresif dari segi kumulatif volume produksi (Tinggi & Migas, 2024). Pemerintah akan mengimplementasikan bentuk-bentuk kerja sama yang memungkinkan investor untuk melanjutkan perubahan peraturan seiring dengan perubahan lingkungan, dan Amandemen ke-3 tahun 2020 tentang penegasan fleksibilitas pemulihan biaya PSC dan pembagian total PSC, yaitu Pending Permen ESDM No.12 (Pratikno, 2021). Tergantung pada kebutuhan negara atau kontraktor dapat memilih untuk menggunakan PSC *cost recovery* atau PSC *gross split* (Malrin, 2022).

Penelitian terhadap analisa kekonomian migas pada lapangan "AD-29" akan dilakukan. Di mana nantinya akan diketahui hasil perhitungan pada skema PSC dan Grossplit pada indikator keekonomian pada lapangan tersebut. Dengan ini penulis akan melakukan perhitungan PSC dua skema dan indikator ekonomi yaitu dengan mengunakan beberapa metoda- metoda seperti NPV (Net present Value), BCR (Benefit Cost Ratio), IRR (Internal Rate of Return), POT (Pay Out Time). Dengan membandingkan dua jenis sistem yaitu PSC (Production Sharing Contract) Cost Recovery generasi ke – 3 dan Permen ESDM No.20 Tahun 2019 dengan menerapkan model perhitungan PSC (Production Sharing Contract) Gross Split generasi ke – 3, adalah latar belakang dari penulis untuk melakukan analisis keekonomian migas.

METODE PENELITIAN



Data Lapangan

Dibawah ini adalah data Produksi dari lapangan "AD-29"

Tabel 1
Data Produksi

NO	Produksi Gas (MMscf)
1	0.0000
2	0.0000
3	0.0000
4	2,489.669
5	2,489.669
6	3,219.669
7	3,837.471
8	4,773.405
9	4,979.339
10	5,756.206
11	7,721.809
12	29,315.039
13	39,161.518
14	42,081.518
15	45,731.518
16	46,938.716
17	38,552.237
18	30,924.163
19	26,627.957
20	21,807.685
21	17,904.883
22	15,256.148
23	13,131.479
24	11,006.809
Jumlah	413,706.9

Data Capital Expenditure dan Operating Expenditure

Dibawah ini adalah data Capital Expenditure (Capex) danOperating Expenditure (Opex)

Tabel 2
Capital Expenditure

Biaya Investasi	Total (M$)
Intangible	133.76
Tangible	175.78
Jumlah Fasilitas Produksi	104.47
Jumlah	414.01

Tabel 3
Operating Expenditure

Biaya Investasi	Total M$
Variable Opex-Operating	**309.5**
Fixed Opex	**201.6**
Total	**511.1**

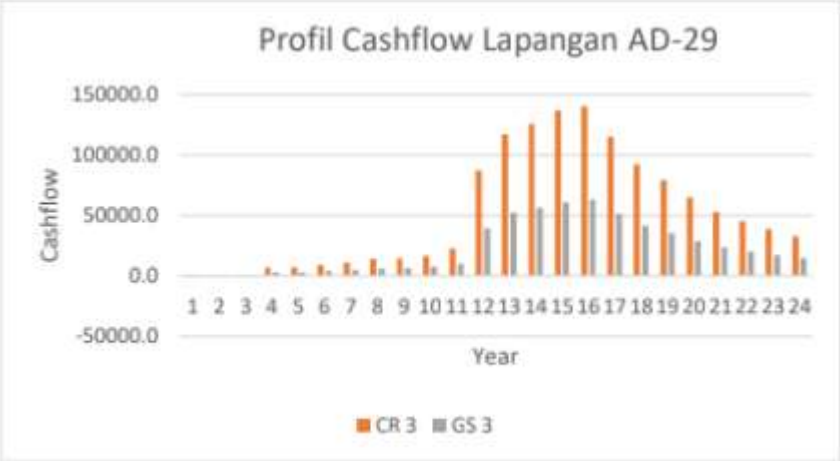
Perbandingan Skema PSC

Selain itu, kami membandingkan hasil sistem cost recovery PSC dan sistem gross split PSC.

Kami membandingkan arus kas dan indikator ekonomi. Kamimembandingkan arus kas dan indikator ekonomi. Kami membandingkan arus kas dari dua sistem yang kami gunakan.membandingkan arus kas dari dua sistem yang kami gunakan.

Tabel 4
Perbandingan Cashflow

Jenis	Cashflow
Cashflow PSC Cost Recovery Gen. 3	1.230.483
Cashflow PSC Gross Split Gen. 3	548.812



Gambar 1. Profile Cashflow Lapangan AD-29

Perbandingan arus kas antara sistem PSC menunjukkan bahwa sistem PSC cost recovery generasi ke-3 memberikan arus kas yang lebih tinggi daripada arus kas sistem PSC generasi ke-3 gross split.

Tabel 5
Perbandingan Indikator Keekonomian

Jenis	CR 3	GS 3	Ket
NPV	175.384	127.049	MMUSD
IRR	147	80	%
POT	2,245	1.002	Year
BCR	320,13	231,90	%

Pada tabel 5 terlihat bahwa kontrak lapangan AD-29 oleh sistem PSCCost Recovery generasi ke-3 lebih layak dibandingkan dengan menggunakan skema PSC Gross Split generasi ke - 3.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Lapangan AD-29 adalah lapangan yang memiliki jangka waktu kontrak 10 tahun, mulai dari tahun 2014 sampai 2024. Pada sistem Gross Spli baru yang menggantikan sistem PSC Cost Recovery, analisis dan perhitungan di area ini akan dilakukan pada dua sistem generasi yang berbeda dengan mengacu pada Permen ESDM No. 20 Tahun 2019. Hasil dari analisis dan perhitungan kedua skema tersebut dapat digunakan untuk menetapkan skema mana yang dapat diterapkan pada lapangan AD-29 itu sendiri. Pada skema PSC Gross Split perbedaan yang terlihat yaitu tidak adanya biaya pemulihan seperti yang ada pada skema PSC Cost Recovery. Tidak hanya tidak adanya biaya pemulihan, perbedaan lainnya yaitu adanya variabel split dan progresif split yang memungkinkan pihak kontraktor untuk mendapatkan split lebih dari pada base split yang berlaku. Pada perhitungan hasil

pendapatan, skema PSC Gross Split juga lebih sederhana dibandingkan dengan skema PSC Cost Recovery.

Melalui perhitungan dari kedua skema tersebut, untuk gas price yang digunakan pada penelitian inisebesar 6 US$/MMBTU, dan FTP 20%. Sedangkan pada penelitian terdahulu membahas PSC dengan gas price yang digunakan sebesar 6 US$/MMBTU, dan FTP 5% shareable (Kusrini, 2019). Maka dapat di simpulan bahwa penelitian saat ini berbeda dengan penelitianterdahulu.

Dapat dilihat pada tabel 4.2 bahwa total dari tangible cost adalah 17,78 M$, intangible cost 133,76 M$, dan jumlah fasilitas produksi sebesar 104,01 M$. Sehingga didapatkan total capex yaitu dengan menjumlahkan ketiganya sehingga mencapai angka 414,01 M$. Pada tabel 4.3 dapat dilihat bahwa total variabel opex-operating sebesar 309.5, fixed opex sebesar 201,6 M$ sehingga didapatkan total opex dari penjumlahan keduanya sebesar 511,1 M$.

Lapangan AD-29 merupakan lapangan yang produksi primernya adalah gas, oleh karena itu, kebijakan fiskal yang digunakan adalah untuk lapangan gas. Seperti 50 pada PSC Cost Recovery untuk pembagian persentase pemerintah sebesar 52% dan untuk kontraktor sebesar 48% , sedangkan pada PSC Gross Split persentase pembagian pemerintah sebesar 39% dan untuk kontraktor sebesar 61%, yangdigunakan untuk melihat hasil dari perhitungan analisis keekonomian yang telah dilakukan dengan menggunakan skema PSC Cost Recovery dan Gross Split berdasarkan kebijakan fiskal yang telah diterapkan.

Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan maka dapat dilihat perbandingan pada parameter perhitungan keekonomian pada lapangan AD-29 dengan model PSC Cost Recovery generasi 3 dan Gross Split generasi 3. Pada PSC Cost Recovery generasi 3 didapatkan taxable income sebesar 744.389 MMUSD, ETS contractor share sebesar 744.389 MMUSD, ETS government share sebesar 1.736.907 MMUSD, contractor take sebesar 446.633 MMUSD, government take sebesar 1.736.907 MMUSD. Sedangkan untuk skema PSC Gross Split generasi 3 didapatkan taxableincome sebesar 1.700.824 MMUSD, ETS contractor share sebesar 1.701.105 MMUSD, ETS goverment share sebesar 1.080.751 MMUSD, contractor takesebesar 680.329,37 dan government take sebesar 1.761.080 MMUSD.

Berdasarkan hasil perhitungan indikator keekonomian pada lapangan AD-29 maka diperoleh besaran Cashflow PSC Cost Recovery generasi 3 sebesar 1.230.483 MMUSD, NPV sebesar 175.384 MMUSD, BCR sebesar 320,13%, IRR sebesar 147% dan POT sebesar 2,245 tahun. sedangkan besaran cashflow pada skema PSC Gross Split sebesar 548.812 MMUSD, NPV 127.049 MMUSD, BCR sebesar 231,90%, IRR sebesar 80%, dan POT sebesar 1 tahun.

Dimana pada penelitian ini didapatkan bawah NPV skema PSC Cost Recovery generasi ke-3 kurang efektif dibandingkan Gross Split, yaitu sebesar 175.384 MMUSD untuk Cost Recovery generasi ke-3. Dan sedangkan NPV 127.049 MMUSD pada skema Gross Split.

SIMPULAN DAN SARAN

Simpulan

Hasil dari rincian kalkulasi menunjukkan bahwa skema PSC Cost Recovery generasi ke-3 cashflow mencapai 1.230.483 MMUSD.

Hasil dari rincian kalkulasi menunjukan bahwa skema PSC Gross Split Generasi ke-3 cashflow mencapai 548.812 MMUSD.

Hasil perbandingan implementasi dari kedua skema tersebut, dimana pada lapangan AD-29 skema yang paling layak digunakan yaitu PSC Gross Split generasi ke-3 dibandingkan Cost Recovery generasi ke-3. Dengan indikator keekonomian NPV 127.049 MMUSD, BCR 231,90%, IRR 80%, dan POT 1 tahun.

Saran

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan pada tugas akhir ini, peneliti dapat memahami secara mendalam metode perhitungan Cost Recovery generasi ke-3 dan Gross Split, dan juga skema yang baik/layak untuk diterapkan pada lapangan "AD-29".

Peneliti dapat melakukan pendalaman perhitungan keekonomian dengan salah

satunya mengikuti perkembangan harga oil atau gas terkini.

Metode perhitungan yang telah dilakukan dapat diterapkan untuk analisapada permasalahan yang sejenis.

DAFTAR PUSTAKA

A. Rinto,P. 2012 "A to Z Bisnis Hulu Migas". jakarta : PT Gramedia Widiasarana Indonesia.

Ariyon, M., Dewi, E. K., & Energi, K. 2018. "Studi Perbandingan Keekonomian Pengembangan Lapangan Minyak Marjinal menggunakan Production Sharing Contract.

Ariyon, M., Dewi, E. K., & Energi, K. 2018. "Studi Perbandingan Keekonomian Pengembangan Lapangan Minyak Marjinal menggunakan Production Sharing Contract.

Desi, K., Muhammad, M.A. 2019. "Analisa Perhitungan Keekonomian Lapangan "X" West Java Basin menggunakan Metode PSC (Production Sharing Contract). Jurnal Migasian (Vol.3 No.2, pp 1-7)

H. S, Salim. 2012, Perkembangan Teori dalam Ilmu Hukum. Jakarta : PT. Raja Grafindo Persada.

Indonesia, M. E. S. D. M. R. (2019). Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia No.20 Tahun 2019.

Lubiantara, B. (2012). Eknomi Migas Tinjauan Asppek Komersial Kontrak Migas. PT Gramedia Widiasarana Indonesia.

Lubiantara, B. (2012). "Tinjauan Aspek Komersial Kontrak Migas". Jakarta : PT. Gramedia Widiasarana Indonesia.

Noble, R.A., K.H. Pratomo, K. Nugrahanto, A.M.T. Ibrahim, I. Prasetya, N.Mujahidin, C.H. Wu dan J.V.C. Howes. 1997. Petroleum Systems of Northwest Java, Indonesia, Indonesian Petroleum Association,Proceedings of the petroleum systems of SE Asia and Australasia Conference.

Jamaluddin, J., Battu, D. P., Pratikno, F. A., & Ryka, H. (2020). Interpretasi Data Seismik Refraksi Menggunakan Metode Delay Time Plus Minus Di Pantai Parang Luhu, Desa Bira Kabupaten Bulukumba. *PETROGAS: Journal of Energy and Technology*, *2*(1), 28–36. https://doi.org/10.58267/petrogas.v2i1.30

Malrin, E., Studi, P., Perminyakan, T., Tinggi, S., & Migas, T. (2022). *TERHADAP PRODUKSI RESERVOIR MULTILAYER*. *4*(September), 1–16.

Pratikno, F. A., Prabowo, I., Geologi, S. T., Tinggi, S., & Migas, T. (2024). *IDENTIFIKASI SEBARAN INTRUSI AIR LAUT WILAYAH*. *6*(2), 24–31.

Tinggi, S., & Migas, T. (2024). *KOMBINASI ANALISA DATA SUMUR , INVERSI SEISMIK DAN AMPLITUDE VERSUS OFFSET UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR PADA LAPANGAN B-1 , SUB CEKUNGAN PALEMBANG SELATAN*. *6*(2), 60–71.