
Analisa Keekonomian Pada Proyek Injeksi Surfaktan Sumur 04 Lapangan Delima Dengan Menggunakan Psc Cost Recovery

Erika Maulina¹, Firdaus², Eka Megawati³, Ali Muchammad⁴, Abdi Suprayitno⁵, Kartika Choriah⁶, Iin Darmiyati⁷

^{1,2,3,4,5,6,7}Sekolah Tinggi Teknologi Migas; Indonesia

Correspondence: erikamaulina22@gmail.com

Submitted:

Revised: 2025/01/01;

Accepted: 2025/02/21; Published: 2025/03/23

Abstract

The role of fossil energy such as oil, natural gas, and coal in various economic activities is currently irreplaceable and has become a major need for the Indonesian people. The increasing needs of the community are sometimes not proportional to the results of the amount of production, as happened at Well 04 in the Delima Field, need surfactant injection because the production flow rate is decreasing. The purpose of conducting an economic analysis on this surfactant injection project is to determine whether choosing a surfactant injection method will produce appropriate profits. The system used in this economic analysis is PSC Cost Recovery using economic indicators NPV, IRR, POT, and Benefit to Cost. For sensitivity analysis using NPV Contractor, IRR Contractor, Contractor Take, and Government Take. Based on the results of calculations that have been carried out, the net profit value received by the contractor is 13.359.765 US\$ and that received by the government is 16.420.258 US\$. While the results of the sensitivity analysis that has been carried out, it is known that the most influential parameters are cumulative production and oil prices which are directly proportional.

Keywords

Main Needs, Economic Analysis, PSC Cost Recovery, Cumulative Production, Oil Price



© 2025 by the authors. Submitted for possible open access publication under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY SA) license, <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>.

INTRODUCTION

Perkembangan teknologi saat ini begitu pesat, hal ini juga terjadi dalam dunia minyak dan gas bumi (Kaunang, 2021). Dengan terus berkembangnya teknologi dan metode yang ada untuk memproduksi minyak dan gas bumi, maka dari itu setiap generasi ataupun individu harus mampu berinovasi untuk mengembangkan industri minyak dan gas bumi ini (Bishop, 2011). Peran energi fosil (minyak bumi, gas bumi dan batubara) dalam berbagai kegiatan ekonomi saat ini belum tergantikan. Ketersediaan cadangan bahan bakar fosil masih menjadi tolak ukur bagi ketahanan energi suatu negara (Suprayitno, 2020). Dikarenakan saat ini minyak dan gas bumi masih menjadi sumber energi yang paling banyak digunakan masyarakat, maka perlu dilakukan

berbagai macam cara untuk dapat menghasilkan minyak dari suatu produksi sumur dengan sangat maksimal. Salah satunya dengan penginjeksian surfaktan melalui sumur injeksi kemudian memproduksi minyaknya melalui sumur produksi (Adha, 2021). Injeksi surfaktan merupakan salah satu metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) untuk meningkatkan perolehan minyak dari suatu reservoir (Ryka et al., n.d.).

Untuk dapat memenuhi kebutuhan tersebut perlu diperhatikan beberapa aspek yang harus selalu dipastikan berjalan dengan baik dalam suatu industri migas, salah satunya yaitu aspek keekonomian (Diba, 2023). Aspek keekonomian dalam suatu proyek migas sangat menentukan dapat berjalan atau tidaknya suatu proyek migas. Sistem keekonomian yang biasa digunakan dalam industri minyak dan gas bumi adalah sistem *production sharing contract* skema *cost recovery* dan skema *gross split* (Wiyono & Migas, 2024). Secara garis besar skema *cost recovery* dan *gross split* mempunyai perbedaan yang terletak di bagian pengembalian *cost recovery* atau biaya selama melakukan kegiatan eksplorasi juga eksploitasi minyak dan gas bumi oleh *government*, pada skema *gross split* biaya tersebut akan ditanggung sepenuhnya oleh *contractor* dan tidak akan mendapatkan pengembalian oleh *government* (Gedo Sea et al., n.d.).

Production Sharing Contract atau biasa disingkat dengan PSC muncul pada saat Ibnu Sutowo menjabat menjadi menteri minyak dan gas bumi pada tahun 1965 sekaligus terpilih sebagai Presiden Direktur Perusahaan Minyak Negara (PERMINA). Pemerintah dalam hal ini sebagai pemilik suatu lapangan minyak dan gas bumi yang memiliki kewenangan dan posisi perusahaan diturunkan menjadi *contractor* (Jamaluddin, 2020). Perlu adanya perhatian khusus pada parameter-parameter keekonomian seperti kontrak kerja sama, biaya mulai dari eksplorasi hingga distribusi kepada konsumen, harga minyak dan gas bumi dunia. suatu proyek migas tersebut dapat berjalan dengan baik dan benar dari segala sisi dan tidak ada yang merasa dirugikan (Jamaluddin, 2021). *Government*, *contractor* maupun konsumen harus sama-sama diuntungkan.

Penulis memutuskan melakukan perhitungan dari segi keekonomian dengan menggunakan sistem psc skema *cost recovery* guna memastikan bahwa proyek yang dijalankan dengan penginjeksian surfaktan ini berjalan dengan maksimal dan dapat memberikan keuntungan untuk segala pihak. Pemilihan skema *cost recovery* dilakukan karena dinilai lebih rasional untuk beberapa wilayah yang terbilang sulit dan memiliki resiko yang lebih tinggi.

METHOD

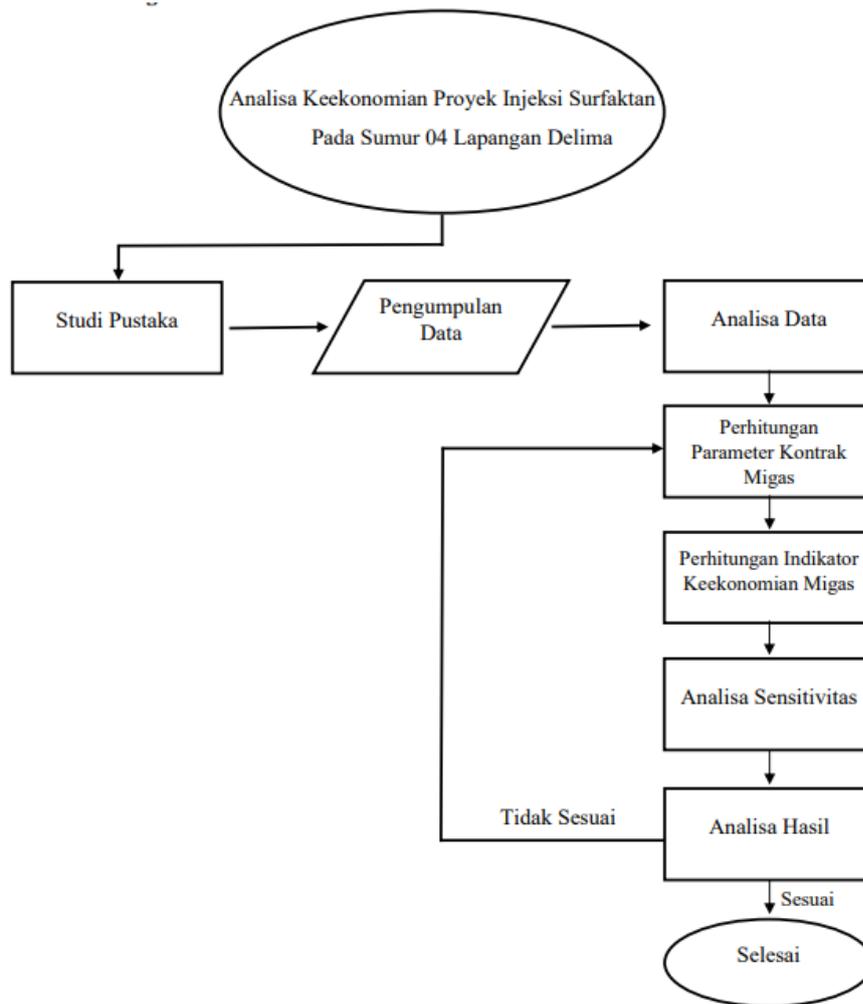
Production Sharing Contract atau biasa disingkat dengan PSC muncul pada saat Ibnu Sutowo menjabat menjadi menteri minyak dan gas bumi (migas) pada tahun 1965 sekaligus terpilih sebagai Presiden Direktur Perusahaan Minyak Negara (PERMINA). PSC merupakan suatu metode bagi hasil antara pemerintah yang memfasilitasi eksplorasi dan eksploitasi hidrokarbon di sebuah negara dengan perusahaan minyak dan gas bumi yang kompeten di bidangnya.

Rata rata PSC memiliki jangka waktu selama 30 tahun, setelah itu dapat diperpanjang hingga 20 tahun lagi. Mulanya contractor memiliki kontrak selama 6 tahun untuk memulai eksplorasi, kontrak tersebut dapat diperpanjang lagi selama 4 tahun atas permintaan dari contractor sesuai dengan syarat dan ketentuan yang berlaku atas belum ditemukannya cadangan minyak dan gas bumi. Setelah masa waktu kontrak 10 tahun dan cadangan migas tersebut belum juga ditemukan, maka kontrak kerjasama tersebut harus diberhentikan (Tinggi & Migas, 2024).

Jika eksplorasi berjalan dengan baik dan menemukan hasil, maka contractor akan masuk ke fase pengembangan (development). Contractor diminta untuk mengajukan Plan of Development atas lahan yang akan 10 dikembangkan. Jangka waktu pengembangan adalah 5 tahun sejak berakhirnya masa eksplorasi. Sehingga dapat diartikan bahwa PSC merupakan bentuk persetujuan bagi hasil.

RESULTS AND DISCUSSION

Diagram Alir Penelitian



Perhitungan Parameter Kontrak Migas

Pada dasarnya disumur 04 lapangan Delima ini telah mengalami penurunan produksi yang disebabkan oleh beberapa faktor kerusakan yang terjadi pada sumur, karena pada lapangan tersebut masih ekonomis untuk dilakukan produksi juga melihat dari cadangan minyak yang masih ada, maka dilakukanlah penginjeksian surfaktan untuk meningkatkan laju produksi. Berikut merupakan data produksi pada sumur 04 lapangan Delima:

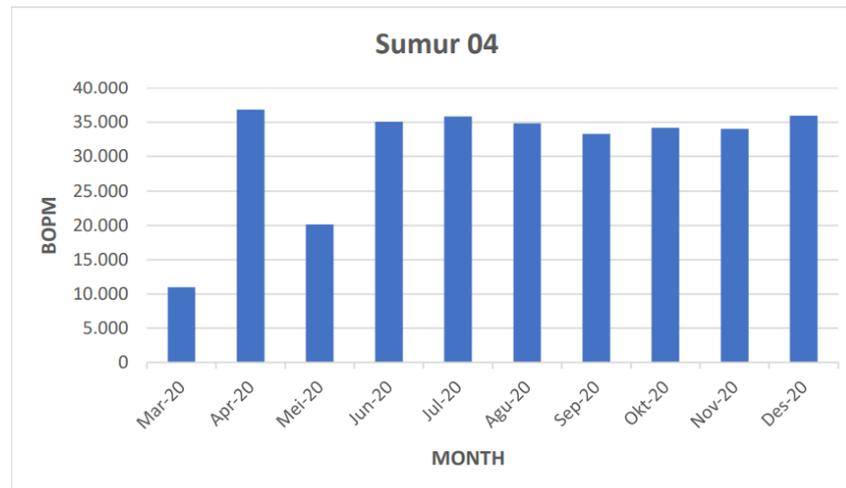


Figure 1.1 Data Produksi Sumur 04 Lapangan Delima

Terlihat bahwa jumlah produksi setelah dilakukan penginjeksian surfaktan selama 2 tahap pada bulan maret hingga mei mengalami peningkatan hingga mencapai 35.000 bopm. Setelah diketahui data produksi pada sumur 04, maka berikut merupakan data ketetapan yang tertera dalam kontrak sekaligus data yang dibutuhkan untuk dapat melakukan perhitungan bagi hasil sistem cost recovery:

Table 1.1. Data Produksi

DATA PRODUKSI SUMUR 04 LAPANGAN DELIMA		
NO	BULAN	JUMLAH PRODUKSI (Bbl)
1	Maret	10.980
2	April	36.822
3	Mei	20.168
4	Juni	35.085
5	Juli	35.820
6	Agustus	34.817
7	September	33.300
8	Oktober	34.164
9	November	34.013
10	Desember	35.947
TOTAL PRODUKSI		311.116

Perhitungan Indikator Keekonomian

Untuk melakukan perhitungan indikator keekonomian, perlu diketahui nilai contractor cash flow dari bulan ke nol sampai bulan ke sepuluh. Berikut merupakan nilai contractor cash flow untuk sumur 04 lapangan Delima:

Tabel 1.2 Cash Flow Sumur 04 Lapangan Delima

Bulan	Cash Flow (US\$)
0	-81.459
1	513.341
2	421.597
3	230.923
4	401.710
5	410.125
6	398.641
7	381.273
8	391.165
9	389.436
10	411.579

Analisa Sensitivitas

Analisa sensitivitas dilakukan untuk mengetahui parameter yang paling berpengaruh terhadap perubahan yang terjadi pada indikator keuntungan yang dihasilkan. Indikator keuntungan yang digunakan yaitu kumulatif produksi, capex, opex dan harga minyak. Analisa sensitivitas ini dilakukan dengan mengasumsikan penurunan maupun kenaikan yang terjadi sebesar 20%, untuk penurunan menggunakan asumsi 80% dan untuk kenaikan menggunakan asumsi 120%.

Pembahasan

Sumur 04 pada lapangan Delima ini telah mengalami penurunan laju alir produksi yang disebabkan oleh beberapa faktor kerusakan. Karena sumur 04 masih memiliki cadangan minyak dan juga tergolong ekonomis untuk dilakukan produksi, maka dilakukanlah penginjeksian surfaktan untuk meningkatkan laju alir produksi. Penginjeksian surfaktan dilakukan dalam 2 tahap, tahap pertama pada tanggal 23 Maret hingga 6 Mei 2020 kemudian tahap kedua pada 3 April hingga 17 Mei 2020.

CONCLUSION

Didapatkan proses bagi hasil sistem cost recovery yang diawali dengan gross revenue, gross revenue akan langsung dikurangi dengan first tranche petroleum (FTP) untuk dimasukkan ke government share dan contractor share. Sisa dari gross revenue yang telah dikurangi dengan FTP akan dikurangi lagi dengan recoverable cost. Hasil dari pengurangan tersebut dikatakan dengan equity to be split (ETBS) yang akan dibagi untuk government split dan contractor split sesuai dengan kesepakatan. Bagian contractor share akan dikurangi dengan domestic market obligation (DMO) sesuai besaran yang telah ditentukan dan akan diserahkan kepada government, setelah itu government akan memberikan DMO Fee kepada contractor atas DMO yang telah diterima. Hasil dari pengurangan DMO dan penambahan DMO Fee yang telah dilakukan oleh contractor merupakan penghasilan yang akan dikenai pajak atau disebut dengan taxable income. Setelah contractor membayarkan pajak kepada government, maka didapatkan hasil bersih contractor take yaitu 13.359.765 US\$ dan government take yaitu 16.420.258 US\$.

Dari empat parameter sensitivitas ekonomi yang telah dihitung yaitu kumulatif produksi, capex, opex dan juga harga minyak, hasilnya menunjukkan bahwa kumulatif produksi dan harga minyak memiliki pengaruh besar terhadap sensitivitas NPV, IRR, contractor take dan juga government take. Jadi saat kumulatif produksi dan harga minyak mengalami penurunan atau penambahan walaupun dalam jumlah kecil, maka keempat parameter keekonomian tersebut akan mengalami perubahan yang paling jelas dan berpengaruh dibanding dengan parameter lainnya.

REFERENCES

- Bishop, Michele G. 2011. South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System. U.S. Geological Survey.
- Indonesia. Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 Tentang Minyak dan Gas Bumi. Jakarta: Sekretariat Negara.
- Lubiantara, Benny. 2012. Ekonomi Migas Tinjauan Aspek Komersial Kontrak Migas. Jakarta: PT. Gramedia Widiasarana Indonesia.
- Pratiwi, Ragil. 2013. Pengaruh Struktur Dan Tektonik Dalam Prediksi Potensi Coalbed Methane Seam Pangadang-A, DI Lapangan "Dipa", Cekungan Sumatera Selatan, Kabupaten Musi Banyuasin, Provinsi Sumatera Selatan. Universitas Diponegoro.
- Gedo Sea, J., Studi Geologi, P., & Migas Balikpapan, S. (n.d.). *PENGOLAHAN DATA SEISMIK 2D MARINE MENGGUNAKAN ProMAX DI AREA TENGGARA PULAU SIMEULUE*.
- Ryka, H., Pasha, R., & Akbar Pratikno, F. (n.d.). *INTERPRETASI LINGKUNGAN PENGENDAPAN*

SUMUR R-2 BERDASARKAN ANALISIS ELEKTROFASIES.

- Adha, I. (2021). *RESERVOIR DI LAPANGAN CIPLUK KENDAL*. 3(September), 39–50.
- Diba, A. F., Mukmin, M. N., & Afifah, R. S. (2023). Analisa Lumpur Pemboran Terhadap Swelling Clay Pada Sumur “X” Lapangan “Affikah”. *PETROGAS: Journal of Energy and Technology*, 1(1), 46–56. <https://doi.org/10.58267/petrogas.v1i1.151>
- 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>
- Jamaluddin, J., Prabowo, I., & Maria, M. (2021). Karakteristik Fisik Mataair Panas Daerah Samboja, Kutai Kartanegara. *PETROGAS: Journal of Energy and Technology*, 3(2), 51–58. <https://doi.org/10.58267/petrogas.v3i2.70>
- Kaunang, I., Geologi, P. S., Tinggi, S., & Migas, T. (2025). *TERHADAP SISTEM HIDROTERMAL DAERAH SAMBOJA*. 7(1), 9–19.
- Suprayitno, A., Amiruddin, A., Talaihtha, A., & Maulidya, R. N. (2020). Penyelidikan Tingkat Pengaruh Patahan Geologi Dengan Arah Retakan Di Jalan Raya: Studi Kasus Jalan Besar Di Balikpapan. *PETROGAS: Journal of Energy and Technology*, 2(2), 52–61. <https://doi.org/10.58267/petrogas.v3i2.74>
- 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.
- Wiyono, J., & Migas, T. T. (2024). *EVALUASI JEBAKAN STRATIGRAFI PADA LAPISAN RESERVOIR SANDSTONE DENGAN MENGGUNAKAN DATA PRE STACK DAN POST STACK SEISMIK 3D*. 6(2), 53–59.