

## EVALUASI KEEKONOMIAN KERJA ULANG PINDAH LAPISAN DENGAN METODE PERFORASI SUMUR PRODUKSI

Arya Cahya Susilo<sup>1</sup>; Rohima Sera Afifah<sup>2</sup>; Eltimeyansi Chrisye Randanan<sup>3</sup>  
Karnila Willard<sup>4</sup>; Sulardi<sup>5</sup>

<sup>1)</sup> *Alumni Program Studi Teknik Perminyakan, STT Migas Balikpapan*

<sup>2,3,4,5)</sup> *Program Studi Teknik Perminyakan, STT Migas Balikpapan*

*e-mail : ari.susilo@medcoenergi.com*

### ABSTRACT

The problem is that there is no certainty about the production capacity of the wells before evaluating the performance of production wells. The research objective was to describe the condition of oil and gas reserves in production wells and an economic picture of the MBR production resources after the recovery period by moving layers using the perforation method. This study used a used research method with a case study approach, namely the case that occurred in the MBR production well of PT. Medco E&P Tarakan operation area. The results of the evaluation of production capacity after displacement recovery based on the analysis of logging data at a depth of 850 MZ, it is known that the initial oil reserves (OOIP) are 284,304 STB with a recovery factor of 25%. The results of the calculation of the economic indicator for the proposed perforation of work to move layers, the total value of NPV. 15% was obtained in the eighth month in total lifting of 28,466, namely USD 123.561, the payout time for this work was 1.8 months with an IRR of 340% indicating that investment has the potential to provide benefits.

Key words: Migratory perforation, initial oil reserves, economic evaluation.

## 1. PENDAHULUAN

### Gambaran Situasi

Sumur produksi MBR telah lima tahun lamanya dihentikan dari operasinya dan dilakukan penutupan sumur karena produksinya sangat rendah dan dinilai tidak efisien lagi untuk dilakukan produksi. Setelah dihentikan dari operasinya dalam waktu yang cukup lama, yakni selama lima tahun diperkirakan sumur telah mengalami pemulihan (recovery) secara alami dan untuk itu direncanakan akan diaktifkan untuk berproduksi kembali. Sebelum sumur produksi tersebut diaktifkan kembali maka dilakukan evaluasi dengan dilakukan perhitungan keekonomian untuk memastikan kelayakan pengoperasian sumur produksi MBR tersebut. Sebelum dihentikan dari operasi produksinya sumur produksi ini menghasilkan produksi gas hydrocarbon dan crude oil dengan kapasitas yang cukup besar, namun lama kelamaan produksinya terus mengalami penurunan dan pada

kondisi terakhir produksinya sangat sedikit dan dinilai tidak layak lagi dilakukan produksi. Jika setelah recovery dalam waktu yang cukup dan diperkirakan kapasitas produksi mulai normal maka sumur akan diproduksi kembali. Untuk itu maka dilakukan evaluasi guna mengetahui kapasitas produksi gas hydrocarbon dan crude oil, jika hasil evaluasi menunjukkan tingkat produksi yang positif maka sumur akan diproduksi, namun bila hasil evaluasi menunjukkan hal yang sebaliknya yaitu dengan kapasitas produksi yang negative maka rencana produksi akan dibatalkan.

### **Permasalahan Penelitian**

Permasalahan yang dihadapi dengan rencana pengaktifan sumur produksi adalah tidak adanya kepastian kapasitas produksi sumur sebelum dilakukan evaluasi kinerja sumur produksi. Evaluasi kinerja sumur produksi dimaksudkan untuk memperoleh gambaran kapasitas produksi fluida crude oil dan gas hydrocarbon didalam reservoir cadangan sehingga dapat dilakukan pengangkatan produksi (lifting) dengan baik dan aman.

Penyebab permasalahan rendahnya kapasitas produksi sumur diprediksi adalah akibat tersumbat perforasi casing sumur produksi sehingga menghalangi aliran fluida crude oil dan gas hydrocarbon menuju kedalam reservoir pengangkatan produksi. Apabila cadangan fluida crude oil dan cadangan hydrocarbon direservoir tidak bisa mengalir ke reservoir produksi maka jumlah produksi akan tetap sangat sedikit dan tidak layak dilakukan produksi.

Dari uraian penyebab masalah diatas diketahui bahwa penyebab permasalahan dominan adalah faktor alat, yakni kesulitan aliran produksi dari area reservoir menuju ke reservoir pengangkatan produksi (lifting) karena perforasi pipa casing tersumbat kerak (scale) atau sejenis. Untuk itulah maka penelitian ini penting untuk dilakukan guna menemukan jawaban atas pertanyaan penelitian dengan metode kerja ulang pindah lapisan perforasi. Dengan inovasi ini diasumsikan performansi casing akan terbuka dan aliran gas akan mengalir dengan mudah kedalam reservoir produksi. Apabila metode perforasi dilokasi produksi eksisting tidak berhasil dengan baik akan ditindak

lanjuti dengan pindah lokasi perforasi casing yang lain berdasarkan data logging sumur produksi.

## **Tujuan dan Manfaat Penelitian**

### **Tujuan Penelitian**

Tujuan yang hendak dicapai melalui kegiatan penelitian ini adalah :

1. Memberikan gambaran tentang kondisi cadangan Migas sumur produksi setelah masa recovery dengan pindah lapisan dengan metode perforasi
2. Memberikan gambaran keekonomian produksi Migas sumur produksi setelah recovery dengan metode pindah lapisan perforasi.

Penentuan tujuan penelitian ini didasarkan atas potensi cadangan Migas pada sumur produksi menggunakan data kinerja sumur produksi dan data logging sumur produksi. Besarnya oil recovery adalah besaran produksi oil and gas yang diproduksi dengan menggunakan tenaga dorong alamiahnya. Adapun besaran oil recovery factor adalah 5-30% OOIP untuk solution gas drive, 20-40% OOIP untuk gas cap drive, dan 35-70% OOIP untuk water drive. Dimana OOIP (*original oil in place*) adalah jumlah cadangan minyak mula-mula yang menempati reservoir. Untuk itu penelitian penting untuk dilakukan dengan judul penelitian : Evaluasi keekonomian kerja ulang pindah lapisan dengan metode perforasi sumur produksi.

## **2. DASAR TEORI**

### **Dasar Perhitungan Cadangan Migas**

Perhitungan cadangan Migas didalam sumur produksi dapat ditentukan dengan menggunakan berbagai metode volumetric tergantung pada ketersediaan data dan informasi reservoir bersangkutan yang mendukung metode tersebut. Metode volumetric dapat digunakan jika data geologi, data log dan atau data core tersedia.

### **Cadangan Minyak Mula-Mula (Original Oil In Place, OOIP)**

*Original Oil In Place (OOIP)* adalah jumlah minyak mula-mula yang menempati sebuah reservoir, dimana tidak ada kaitannya dengan kelakuan reservoir tersebut. Apabila volume batuan reservoir total ( $V_b$ ) telah dihitung dengan bantuan peta cadangan, maka

volume minyak mula-mula yang terakumulasi di reservoir dapat dihitung dengan menggunakan metode volumetric yang ditentukan dengan persamaan berikut :

$$OOIP = \frac{Vb \phi (1-Swi)}{Boi}$$

Dimana, Vb adalah volume total batuan = 7758 x A x h,  $\phi$  adalah porositas fraksi, Swi adalah saturasi air awal fraksi, dan Boi adalah faktor volume formasi minyak (bbl/stb).

### **Recovery Factor (RF)**

Recovery Factor (RF) adalah besarnya minyak yang dapat diproduksi dengan menggunakan tenaga dorong alamiahnya. Besarnya *recovery factor* ini tergantung kepada jenis tenaga dorong alamiahnya. Jadi *recovery factor* merupakan perbandingan antara *estimated ultimate recovery* atau Npmax berbanding *Original Oil In Place (OOIP)* disimbolkan dengan N. Recovery factor ini diukur berdasarkan karakteristik tekanan, solution gas drive, gas cap drive dan water drive sehingga diketahui bagaimana sifat-sifat sumur produksi memerlukan pompa pada saat awal produksi, waktu pengaliran dan produksi tetap mengalir terus dengan tingkat produksi yang tinggi. Tolok ukur oil recovery adalah 3-30% OOIP, 20-40% OOIP dan 35-OOIP, masing-masing untuk gas drive, gas cap drive dan water drive.

### **Ultimate Recovery (UR)**

Ultimate Recovery (UR) merupakan suatu harga taksiran tertinggi dari jumlah minyak di reservoir yang dapat diproduksi ke permukaan selama *life time-nya*. Harga *ultimate recovery* dapat berubah-ubah berdasarkan hasil evaluasi terbaru tergantung pada kemajuan teknologi. Symbol yang digunakan dalam Npmax untuk minyak dan Gpmax untuk gas. Maka persamaan untuk menghitung *ultimate recovery* adalah :  $UR = RF \times N$ . Dimana, RF adalah Recovery Factor, dan N adalah Original Oil In Place (OOIP)

### **Remaining Reserves (RR)**

Remaining Reserves (RR) adalah besarnya minyak pada reservoir yang masih belum diproduksi sehingga dapat dikatakan cadangan minyak yang masih dapat diproduksi.

Maka persamaan untuk menghitung *remaining reserve*  $(RR) = N - Npmax$ . Dimana, Npmax adalah Estimated ultimate recovery, dan N adalah Original Oil In Place (OOIP)

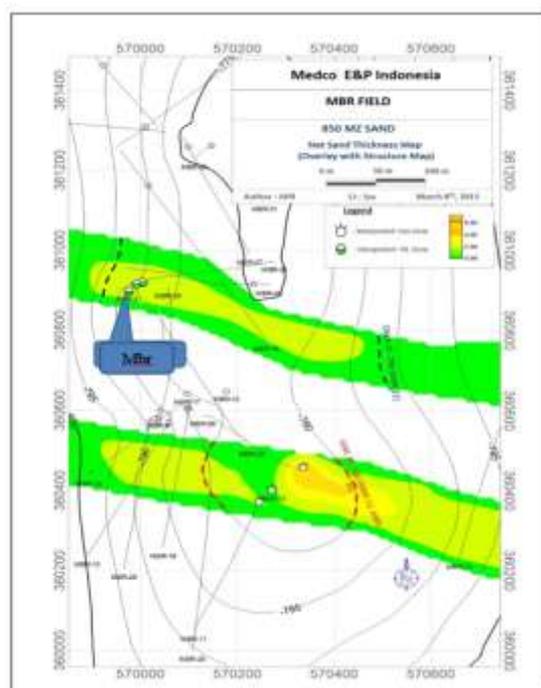
### Ekonomi Migas

Didalam ekonomi Migas keputusan penanaman modal (*investment*) didasarkan pada keuntungan yang diperoleh. Indikator keuntungan diperlukan sebagai parameter untuk pengambilan keputusan. Untuk menilai ekonomi suatu proyek atau prospek perlu dilihat semua aspek dari pengeluaran dan pendapatan sepanjang umur proyek tersebut, sehingga penilaian suatu proyek akan didasarkan kepada pendapatan selama siklus proyek itu masih berjalan sampai dengan pengeluaran dan pendapatan sama atau mendekati sama. Evaluasi keekonomian dilakukan dengan rumus ekonomi teknik yang terdiri dari NPV (Net Present Value), IRR (Internal Rate of Return), dan POT (Pay Out Time).

## 3. METODE PENELITIAN

### Lokasi Penelitian

Penelitian ini diarea sumur produksi PT. Medco Ekplorasi & produksi (Medco EP) MBR daerah operasi Kelurahan Mamburungan Timur, Kota Tarakan. Penelitian dilakukan selama 8 (delapan) bulan sejak bulan Maret – Oktober 2019. Lokasi sumur produksi MBR sebagaimana tersaji pada gambar 1.



Gambar. 1 Lokasi Sumur Produksi MBR  
(Sumber : PT. Medco E&P-MBR)

### **Metode Penelitian**

Untuk melakukan pembuktian cadangan baru dari sumur MBR dengan melakukan perforasi kerja ulang pindah lapisan maka di butuhkan data-data seperti data mud log, data histori sumur dan data sekunder berupa histori produksi. Pengumpulan data well history sumur produksi MBR meliputi data sumur MBR selama 13 tahun, terhitung sejak bulan Nopember 2005 sampai dengan periode bulan Mei 2018. Data ini sebagai dasar perhitungan perforasi dengan metode pindah lapisan. Untuk memprediksi keberadaan fluida hydrocarbon dalam suatu formasi digunakan data log diatas resistivity log sebagai acuan. Resistivity log terdiri dari 2 jenis garis yaitu Rt (Resistivitas formasi) dan Rxo. Nilai Rt didapat dari alat ILD (Induction Long Deep) yang merupakan alat untuk mengetahui resistivity formasi yang berada di uninvaded zone atau zona yang tidak terkontaminasi oleh lumpur pemboran, sedangkan Rxo dihasilkan oleh ILM (Induction long Medium) yang membaca nilai resistivity pada invaded zone atau zona invasi yang masih dipengaruhi oleh lumpur pemboran.

### **Pendekatan Penelitian**

Metode penelitian yang digunakan pada penelitian ini adalah penelitian terpakai, yakni pengukuran investasi dengan terapan ekonomi teknik. Metode pendekatan yang digunakan dalam penelitian adalah metode pendekatan studi kasus dalam mata kuliah manajemen industri dan ekonomi minyak gas bumi (MIEM). Indikator evaluasi keekonomian dilakukan dengan pendekatan rumus-rumus ekonomi teknik meliputi NPV (Net Present Value), IRR (Internal Rate of Return), dan POT (Pay Out Time).

## **3. HASIL DAN PEMBAHASAN**

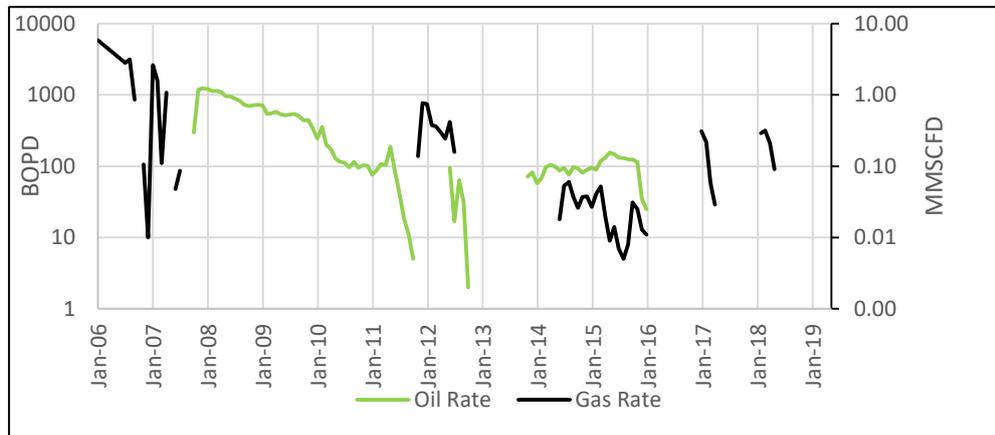
### **Hasil Penelitian**

Hasil penelitian dan penelusuran data menunjukkan data secara historikal kapasitas produksi sumur produksi MBR sebagaimana tersaji pada tabel. 1

Tabel. 1 Data *Production History* sumur MBR

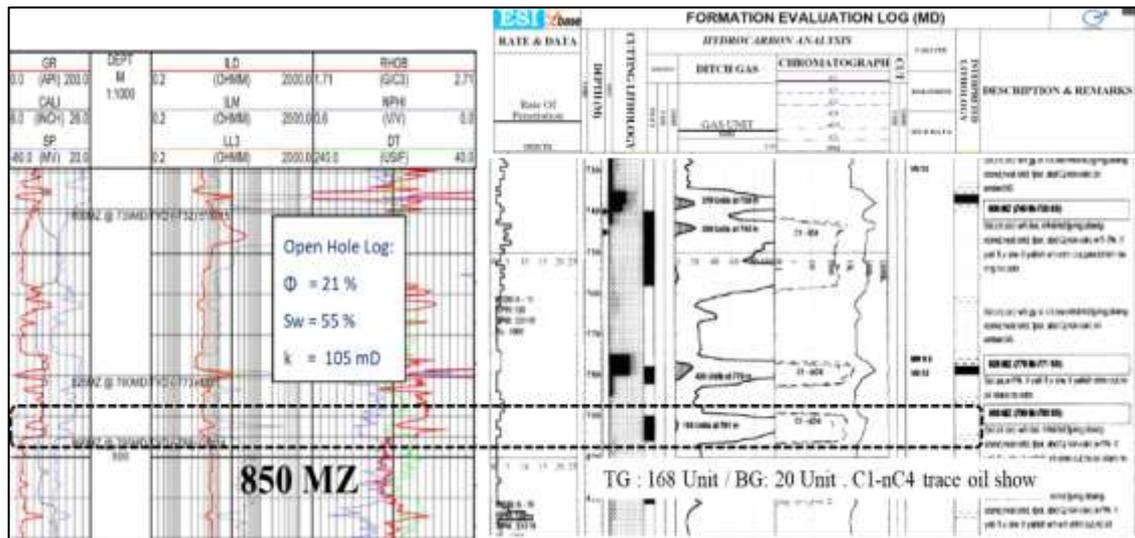
Zone	Initial Test	Last Test	Cumulative Production
2400 MZ	7.4 MMSCFD, FTHP 413 psi at 28/64" choke (Dec-05)	1.8 MMSCFD, FTHP 650 psi at 48/64" choke (Jun-06)	891 MMSCF
2250 MZ	5.5 MMSCFD, FTHP 2120 psi at 20/64" choke (Jun-06)	0.9 MMSCFD, 698 BOPD, FTHP 540 psi at 24/64" choke (Jul-07)	462 MMSCF
1650 MZ	1,119 BOPD, 5% WC, FTHP 690 psi at 18/64" choke (Oct-07)	6 BOPD, 99% WC, FTHP 70 psi at 22/64" choke (Oct-11)	693 MBO
2150 MZ	1.31 MMSCFD, 7.1 BWPD, FTHP 2200 psi at 16/64" choke (Nov-11)	0.28 MMSCF, 349 BWPD, FTHP 210 psi at 30/64" choke (Jun-12)	98 MMSCF
1540 MZ	86 BOPD, 73% WC, FTHP 210 psi at 30/64" choke (Jul-12)	41 BOPD, 90% WC, FTHP 40 psi at 22/64" choke then static (Sep-12) and SBHP concluded water (Apr-13)	0.575 MBO
1550 MZ	375 BOPD, 46% WC, FTHP 330 psi at 18/64" choke (Nov-13)	46 BOPD, 96% WC, FTHP 65 psi at 40/64" choke (Jan-16) then swab well concluded 100% WC (Feb-16)	71 MBO, 11.4 MMSCF
1510 MZ	Water		
800 MZ	Water		
2240 MZ	0.67 MMSCFD, FTHP 2200 psi at 14/64" choke (Jan-17)	0.46 MMSCFD, FTHP 690 psi at 20/64" choke (Jan-17)	13 MMSCF
2200 MZ	Gas was only produced for 3 days, no production data reported		
670 MZ	0.72 MMSCFD, 259 BWPD, FTHP 720 psi at 18/64" choke (Feb-18)	0.34 MMSCFD, 487 BWPD, FTHP 380 psi at 18/64" choke (May-18)	46 MMSCF

Hasil penelusuran juga menunjukkan data kinerja produksi sumur produksi MBR sebagaimana tergambar pada gambar. 2 berikut.



Gambar. 2 Data kinerja sumur produksi MBR  
(Sumber : Susilo Arya Cahya (2020))

Data Open hole and Mud Log sumur produksi MBR pada kedalaman 791 -792,5 m-MD sebagaimana tergambar pada gambar. 3 sebagai berikut.



Gambar. 3 Data open hole dan mud loge Sumur MBR pada kedalaman 791-792,5m-MD  
(Sumber : Susilo Arya Cahya (2020))

Kurva RHOB yang mengukur berat jenis matriks batuan reservoir dikalibrasikan pada berat jenis matriks batuan (batu gamping = 2,71 dan batu pasir = 2,65) serta diukur pada lumpur pemboran yang digunakan dalam pemboran (pf). Perhitungan porositas effective (ØD), menunjukkan  $\text{ØD} = (\rho_{ma} - \rho_b) / (\rho_{ma} - \rho_f) = (2,65 - (10,25 \times 2,71 / 20)) / (2,65 - 1,1) =$

0,82. Sehingga  $\varnothing D_{corr} = \varnothing D - (\varnothing D_{cl} \times V_{cl}) = 0,82 - ((16,75 \times 2,71/20) \times ((40 - 30)/(90-30))) = 0,82 - (2,27 \times 0,16) = 0,45$ . Porositas Neutron ( $\varnothing N$ ), menunjukkan nilai hasil perhitungan  $\varnothing N = (1,02 \times \varnothing N_{log}) + 0,0425 = 0,195$ . Nilai  $\varnothing N_{corr} = \varnothing N - (\varnothing N_{clay} \times V_{clay}) = 0,195 - ((8 \times 0,6/20) \times 0,16) = 0,157$ . Harga porositas batuan menunjukkan hasil perhitungan,  $\varnothing_e = \sqrt{(([\varnothing D_{corr}]^2 - [\varnothing N_{corr}]^2)/2)} = \sqrt{(( [0,45]^2 - [0,157]^2)/2)} = 29,8 \%$ . Volume hydrocarbon mula-mula (OOIP) pada reservoir formasi 850 MZ berdasarkan perhitungan dengan metode volumetris menunjukkan,  $V_b = 7758 \times 328 = 2.544.115$  Acre.ft;  $\varnothing = 0,298$ ;  $S_{wi} = 0,55$  dan  $B_{oi} = 1,2$  bbl/stb.  $OOIP = (V_b \times \varnothing \times (1 - S_{wi}))/B_{oi} = (2.544.115 \times (1 - 0,298))/1,2 = 284.304$  STB. 850 MZ di sumur MBR adalah salah satu virgin reservoir di lapangan X yang memiliki OOIP 284.304 STB.

Prosedur yang direkomendasi untuk work over (WO) dilakukan sebagai berikut :

- a. Squeezed zone 670 MZ (630-635 m-MD)
- b. DOC until depth 2164 m-MD
- c. Squeezed zone 2200 MZ (2106-2107 m-MD)
- d. Run GR-CNL from 600 – 2164 m-MD
- e. Perforate zone 850 MZ (791-792.5 m-MD) (1) If the well is able to flow with minimum rate 250 BLPD and water cut less than 75%, continue to step 7, dan (2) Otherwise, swab well, go step 6 (if necessary)
- f. Install ESP with sand screen (Attachment F)
- g. RDMO. Produce the well.

### **Pembahasan**

Hasil perhitungan indikator keekonomian menunjukkan bahwa nilai total NPV. 15% pada bulan ke delapan di total lifting 28.466 BO yaitu USD 123.561 dengan IRR 340% . Korelasi antara NPV dengan IRR menunjukkan POT pada *proposed* perforasi ini yaitu 1,8 bulan, dengan kata lain dimana cumulative case flow sama dengan nol. Dibawah ini grafik POT yang tergambarkan selama 8 bulan produksi pasca recovery sumur MBR.

Pemilihan sumur produksi MBR berdasarkan data logging untuk di perforasi kemudian hasil perforasi kerja ulang pindah lapisan di evaluasi berdasarkan indikator ekonomi (*Net Present Value, Internal Rate of Return* dan *Pay Out Time Net*). Setelah dilakukan

perforasi pada interval 791-792,5 m-MD, sumur MBR dapat berproduksi secara *natural flow*. Sumur MBR termasuk kedalam Cluster A. Sifat *Reservoir pressure* pada formasi tarakan bertipe sandstone dengan permeability 10 – 800 mD, rata – rata porositas 18% (gas) – 21% (Oil), perkiraan tekanan reservoir berkisar 197 – 1420 psig, temperature 180 °F dengan ketebalan pasir antara 2 – 15 meter.

Pengajuan workover change layer dengan perforasi pada zona 850 MZ dikuatkan dengan data-data hasil dari beberapa parameter reservoir yang baik untuk mengembalikan produksi sumur MBR. Dari hasil pembacaan data log sumur MBR didapat kurva resistivitas ILD menunjukkan angka  $\pm 800$  (16x50) sedangkan kurva ILM menunjukkan angka yang tinggi  $\pm 1600$  (32x50) ohm. Kemudian untuk hasil pembacaan log gamma ray didapatkan nilai yg rendah  $\pm 40$  dimana menurut referensi karakteristik respon sinar gamma terhadap batuan, nilai tersebut merepresentasikan atau dapat dikatakan lapisan yang permeable non shale (batu pasir). Hasil perhitungan porositas effective dari hasil pembacaan kurva RHOB dan NPHI didapatkan nilai 29,8%, menurut referensi klasifikasi porositas minyak dan gas, nilai porositas pada formasi tersebut bisa dikatakan istimewa (excellent). Berdasarkan teori porositas, semakin besar porositasnya maka semakin besar juga volume hydrocarbon yang dapat terakumulasi didalamnya yang disederhanakan dalam pengertian perbandingan antara volume pori batuan dengan volume total batuan dihitung dalam fraksi.

Cadangan minyak mula-mula (*OOIP*) yang menempati *reservoir* formasi 850 MZ berdasarkan perhitungan dengan metode Volumetris yaitu 284.304 STB . Besarnya minyak yang dapat diproduksi dengan menggunakan tenaga dorong alamiahnya (*Recovery factor*) yaitu 25% sehingga zona ini masih memiliki cadangan yang dapat diproduksi (*Estimate Ultimate Recovery=EUR*) sebesar 71.076 BO. Berdasarkan pertimbangan ini, disarankan untuk squeeze semua interval yang terbuka (670 MZ dan 2200 MZ), menjalankan GR-CNL, dan melubangi/perforasi zona 850 MZ pada interval 791-792,5 m-MD. Jika sumur tidak bisa mengalir secara alami, maka lakukan swab test dan instal ESP dengan sand screen. Target liquid rate menggunakan ESP adalah 1000 BLPD dengan perkiraan 90% WC (oil rate of 100 BOPD).

Perhitungan skema bagi hasil dari hasil perforasi kerja ulang pindah lapisan pada zona 850 MZ dengan skema bagi hasil dan referensi data perhitungan cash flow serta history produksi sumur MBR pada lampiran A didapatkan Total Net Cash Flow/ Net Income selama 8 bulan yaitu USD 142.095 dengan total cost recoverable (Operating cost + depreciation) USD 558.340, contractor's cumulative cash flow USD 812.081 (Persentasi bagi hasil 48%) dan Government's Cumulative Cash Flow USD 895.489 (Persentasi bagi hasil 52%). Hasil perhitungan indikator ekonomi, yang mana indikator ekonomi ini untuk menentukan layak atau tidaknya *proposed* perforasi kerja ulang pindah lapisan sumur MBR, didapatkan nilai total NPV. 15% pada bulan ke delapan di total lifting 28.466 BO yaitu USD 123.561, Payout time pekerjaan ini 1,8 bulan dengan IRR.340%. Artinya proyek ini layak dan memberikan keuntungan lebih dari harga dipakai sebagai batas ambang bawah yaitu sekitar 20-30%.

#### **4. KESIMPULAN**

Dari hasil analisa data logging dan evaluasi perforasi kerja ulang pindah lapisan secara komprehensif pada sumur produksi MBR, dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut :

- a. Hasil analisa data logging pada kedalaman 850 MZ didapatkan hasil perhitungan porositas effective dari hasil pembacaan kurva RHOB dan NPHI didapatkan nilai 29,8%, Cadangan minyak mula-mula (*OOIP*) 284.304 STB dengan *recovery factor* 25% sehingga zona ini masih memiliki cadangan yang dapat diproduksi (*Estimate Ultimate Recovery=EUR*) sebesar 71.076 BO.
- b. Hasil perhitungan indikator ekonomi *proposed* perforasi kerja ulang pindah lapisan sumur MBR, didapatkan nilai total NPV. 15% pada bulan ke delapan di total lifting 28.466 yaitu USD 123.561, Payout time pekerjaan ini 1,8 bulan dengan IRR 340%, dimana investasi layak diteruskan dan berpotensi memberikan benefit kepada perusahaan.

#### **5. DAFTAR PUSTAKA**

Ariadji, T. (2016). *Perencanaan Pengembangan Lapangan Migas* Institute Teknologi Bandung, Bandung

- Asquith, G. B., dan Krygowsky D,A., 2004, *Basic Well Log Analysis, Second Edition*, Tulsa, Oklahoma: AAPG, AAPG Methods in Exploration series 16.
- Babusiaux, D., 2004, *Oil and Gas Exploration and Production – Reserves, Costs, Contracts*, Institut Français du Pétrole
- Giatman, M. 2011. *Ekonomi Teknik*, PT. Raja Grafindo, Jakarta
- Golan, M. and Whitson, C.H. (1991) . *Well Performance* (2nd Ed.)
- I Nyoman Pujawan, 2003, *Ekonomi Teknik*, BP Guna Widya, Jakarta
- Johnston, D., 2005, *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*, Daniel Johnston & co. Inc., New Hampshire
- Koesoemadinata, 1978, *Geologi Minyak dan Gas Bumi*, Istitut Teknologi Bandung
- Partowidagdo, W., 2008, *Peningkatan Produksi, Investasi dan Kemampuan Nasional Hulu Migas*, Seminar Migas Nasional, Majalah E&M, Jakarta
- Partowidagdo, W., 2002, *Manajemen dan Ekonomi Migas*, Program Pascasarjana Studi Pembangunan ITB, Bandung
- Rider M, 1996, *The Geological Interpretation of Well Logs*, Caithness, Scotland
- Rudi Rubiandini, 2018, *Industri Hulu Migas dan Bagi Hasil*, Suka Printing
- Sulardi dkk, 2020, *Manajemen Industri dan Ekonomi Migas*, Sekolah Tinggi Teknologi Migas, Balikpapan
- Sulardi dkk, 2020, *Manajemen Industri*, Penerbit Nusa Litera Inspirasi, Kab. Cirebon
- Seba, R.D., 2003, *Economics of Worldwide Petroleum Production*, Oil and Gas Consultants International Publications, Tulsa, Oklahoma
- Sumani Sambodho, 2006. *Ekonomi dan Manajemen Teknik*, Penerbit Graha Ilmu, Yogyakarta.