

Successfully Metode Workover : Re-Entry dan Re-Evaluate Sumur Vertikal X-1 dengan Sidetrack dan Drilling Horizontal pada Lapisan Top Reservoir

Ida Bagus Gede Hermawan Manuaba*, Eriska Eklezia Dwi Saputri, Hadziqul Abror, Natasya Dwi Novanti

Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Jember Indonesia

*Corresponding author : natasdwi4@gmail.com

Abstrack

The existing well X-1 is an old vertical well that has been producing oil for many years. Water Oil Contact interval increases until it reaches the perforation depth interval as long as production oil from well is taken. This causes water coning problems to arise, causing the water cut value in this well to reach 30%. To overcome this problem, the X-1 well was closed and a workover operation was carried out with sidetrack to look for the sweet spot oil zone by evaluating the formation of the pilot hole well using a wireline log and wireline formation tester. After the sweet spot oil zone is found, horizontal drilling is carried out in the sweet spot oil zone to create the Maximize Reservoir Contact well. This workover operation was carried out in order to find zones that contain almost 100% oil, as well as reduce water production. Economic calculations were carried out to analyze the success of the pilot hole and MRC well sidetrack workover project. The research methods used to evaluate pilot hole well formations are qualitative and quantitative using the modification archie equation for carbonate reservoir on a wireline log and validated with a wireline formation tester, as well as the method for calculating the feasibility of a workover project using the Indonesian version of PSC cost recovery economics. The results obtained are that the sweet spot oil zone is at a depth of XXX7 ft with water saturation values 0.269635 on the wireline log and 0.000122 on the wireline formation tester and oil saturation values respectively are 0.730365 and 0.999878. Based on economic analysis using the Indonesian version of the PSC cost recovery method, it can be concluded that this project is feasible to operate with positive NPV results of \$2579.57 MUSD, IRR value of 142% and POT of 1.46 months.

Key Words : Formation evaluation, Workover, Drilling, Sidetrack

Abstrak

Sumur existing X-1 merupakan sumur vertikal lama yang telah memproduksi minyak selama bertahun-tahun. Semakin lama berproduksi minyak, interval Water Oil Contact semakin naik hingga mencapai interval kedalaman perforasi. Hal tersebut menyebabkan timbulnya permasalahan water coning sehingga menyebabkan nilai water cut pada sumur ini mencapai 30%. Untuk mengatasi permasalahan tersebut maka sumur X-1 ini ditutup dan dilakukan operasi workover dengan sidetrack untuk mencari zona sweet spot oil melalui evaluasi formasi pada sumur pilot hole dengan menggunakan wireline log dan wireline formation tester. Setelah zona sweet spot oil ditemukan kemudian dilakukan drilling horizontal pada zona sweet spot oil tersebut untuk membuat sumur Maximize Reservoir Contact. Operasi workover ini dilakukan guna untuk mencari zona yang mengandung hampir 100% minyak, serta mengurangi produksi air. Perhitungan keekonomian dilakukan untuk menganalisa kesuksesan proyek workover sidetrack sumur pilot hole dan sumur MRC ini. Metode penelitian yang dilakukan pada evaluasi formasi sumur pilot hole yakni kualitatif dan kuantitatif dengan archie equation reservoir karbonat pada wireline log dan divalidasi dengan wireline formation tester, serta metode perhitungan kelayakan proyek workover dengan keekonomian PSC cost recovery versi Indonesia. Hasil yang didapatkan yaitu zona sweet spot oil berada pada kedalaman XXX7 ft dengan nilai saturasi air pada wireline log dan wireline formation tester berturut-turut yaitu 0,269635 dan 0,000122, serta nilai saturasi minyaknya yaitu 0,730365 dan 0,999878. Berdasarkan analisa keekonomian dengan metode PSC cost recovery versi Indonesia dapat disimpulkan bahwa proyek ini layak/menguntungkan untuk dijalankan dengan hasil NPV positif senilai \$2579,57 MUSD, nilai IRR sebesar 142% dan POT selama 1,46 bulan.

Kata kunci : Evaluasi formasi, Workover, Drilling, Sidetrack

I. PENDAHULUAN

Sumur X-1 merupakan sumur yang berada pada lapangan NA-1. Sumur ini merupakan sumur vertikal yang telah dioperasikan selama bertahun-tahun dalam memproduksi minyak. Semakin lama sumur ini berproduksi interval WOC pada sumur ini semakin naik hingga mencapai interval kedalaman perforasi.

Successfully Metode Workover : Re-Entry dan Re-Evaluate Sumur Vertikal X-1 dengan Sidetrack dan Drilling Horizontal pada Lapisan Top Reservoir

Hal tersebut menyebabkan timbulnya permasalahan water coning yang menyebabkan sumur memproduksi air lebih banyak dari sebelumnya. Munculnya permasalahan tersebut membuat nilai water cut pada GOSP meningkat hingga mencapai 30%. Sumur X-1 kemudian ditutup dan diabaikan untuk menghentikan produksi air dari perforasi dan kemudian dilakukan rencana operasi workover untuk mengatasi permasalahan tersebut. Kegiatan workover yang dilakukan pada sumur ini yaitu dengan mencari zona sweet spot oil, dimana zona tersebut mengandung lebih banyak minyak daripada air sehingga dapat menurunkan nilai water cut pada sumur. Metode workover yang dilakukan yaitu dengan sidetrack sumur pilot hole untuk dilakukannya operasi evaluasi formasi. Sumur pilot hole ini merupakan sumur yang dibuat untuk dilakukannya operasi formasi dengan running wireline tool guna mencari zona permeable yang mengandung hampir 100% saturasi minyak.

Operasi evaluasi formasi yang dilakukan yaitu dengan running wireline logging tool dan wireline formation tester. Analisa kualitatif dan kuantitatif digunakan untuk mencari zona sweet spot oil dengan menghitung nilai parameter petrofisika batuan dari sumur pilot hole section tersebut. Adapun parameter petrofisika batuan dari wireline log yang digunakan yaitu sebagai berikut :

1. Log Gamma Ray

Log Gamma Ray ini digunakan untuk evaluasi kandungan serpih (Vshale), menentukan potensial lapisan permeable dan impermeable, serta korelasi antar sumur. Kurva gamma ray yang rendah mengidentifikasi bahwa pada lapisan tersebut permeable, sedangkan kurva gamma ray yang tinggi menandakan lapisan tersebut impermeable (Fuadiyah, Utama, & Parafianto, 2010).

2. Log Density

Log Density ini digunakan untuk menghitung porositas formasi ketika lithology batuan telah diketahui. Log densitas ini memiliki fungsi untuk mengidentifikasi batuan secara kuantitatif, mengidentifikasi adanya kandungan gas dikombinasikan dengan neutron porosity dan identifikasi lithology batuan, serta mendeterminasi densitas batuan (Rider, 2002).

3. Log Neutron

Log Neutron merupakan partikel yang memiliki massa yang hampir sama dengan atom hydrogen sehingga alat ini dapat menghitung jumlah atom hidrogen pada formasi. Data *well log* yang dapat digunakan untuk menghitung porositas adalah kombinasi antara data *log* porositas densitas dan porositas neutron. Nilai porositas densitas (ϕ_d) ditentukan dengan menggunakan persamaan dibawah ini

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots\dots\dots(1)$$

Dengan menggunakan kombinasi dari porositas densitas dan porositas neutron, dimana porositas neutron didapatkan dari pembacaan langsung kurva log neutron itu sendiri, maka nilai porositas efektif (ϕ_{eff}) dapat dihitung dengan persamaan :

$$\phi_{effective} = \left(\frac{\phi_N^2 - \phi_D^2}{2} \right)^{1/2} \dots\dots\dots(2)$$

4. Log Resistivity

Log *resistivity* dapat digunakan untuk menghitung resistivitas batuan dan fluida yang terkandung didalam batuan serta mengidentifikasi zona-zona yang mengandung hidrokarbon. Nilai R_w dapat diperoleh dari analisa zona kedalaman yang terisi penuh dengan air. sehingga persamaan mencari nilai R_w pada reservoir karbonat menjadi

$$R_w = \phi^2 \times R_o \dots\dots\dots(3)$$

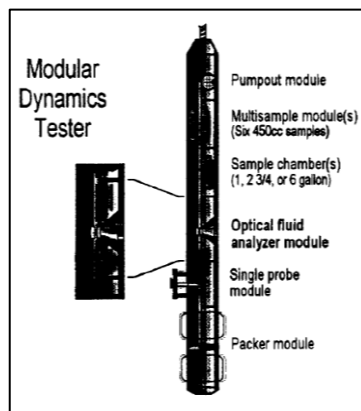
Pada reservoir karbonat, a yang digunakan yaitu 1, n yang digunakan yaitu 2 dan range m yang digunakan yaitu $>1,3$. Untuk mencari nilai faktor formasi pada reservoir karbonat digunakan persamaan :

$$F = \frac{1}{\phi^2} \dots\dots\dots(4)$$

Kemudian untuk mencari nilai saturasi air (S_w) maka dapat dihitung dengan persamaan *Archie Equation* untuk reservoir karbonat dibawah ini :

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{1 \times R_w}{\phi^2 \times R_t}} \dots\dots\dots(5)$$

Untuk memvalidasi nilai saturasi air yang telah dihitung digunakan analisa saturasi air dengan WFT. WFT (Wireline Formation Tester) merupakan operasi evaluasi formasi yang biasanya memakan waktu dan operasi yang paling mahal. Operasi ini dilakukan untuk pengambilan sampel fluida formasi dan untuk mengetahui informasi terkait kontak fluida formasi, serta untuk estimasi permeabilitas dekat lubang sumur. Alat yang digunakan untuk operasi ini yaitu *Modular Dynamic Formation Tester*. Tujuan utama dari menjalankan alat ini yaitu untuk mengidentifikasi secara jelas tipe fluida formasi dan untuk menyelesaikan ketidakpastian dari open hole log (Takahashi, Yonezawa, & Fercho, 2003).



Gambar 1. Rangkaian Alat *Wireline Formation Tester*

Successfully Metode Workover : Re-Entry dan Re-Evaluate Sumur Vertikal X-1 dengan Sidetrack dan Drilling Horizontal pada Lapisan Top Reservoir

Setelah dilakukannya operasi evaluasi formasi pada sumur pilot hole section kemudian proyek workover ini dilakukan analisa keekonomian dengan metode PSC cost recovery untuk menentukan nilai indikator keekonomian NPV, IRR dan POT untuk mengukur nilai kelayakan pada operasi workover sumur MRC ini apakah layak/menguntungkan untuk dijalankan. Adapun indikator keekonomian yang digunakan yaitu sebagai berikut :

1. Net Present Value (NPV)

Net Present Value (NPV) merupakan suatu metode perhitungan keberhasilan suatu proyek dengan menghitung nilai keuntungan bersih yang didapat pada masa kini (waktu). Suatu rencana proyek dikatakan layak apabila NPV yang didapat positif, namun sebaliknya apabila NPV yang didapat negative maka proyek mengalami kerugian. Nilai NPV dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut :

$$NPV = C_0 + \frac{C_1}{(1+i)^1} + \frac{C_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{C_n}{(1+i)^n} \dots\dots\dots(6)$$

2. Pay Out Time (POT)

Pay Out Time atau *Payback Periode* merupakan waktu yang dibutuhkan untuk pengembalian modal investasi sepenuhnya. Suatu proyek dikatakan berhasil apabila nilai POT lebih kecil dari durasi proyek atau lebih pendek dari target minimum waktu perusahaan untuk mengembalikan modal sepenuhnya.. *Pay out time* dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut :

$$k_{(PBP)} = \frac{Investasi}{Annual Benefit} \times periode waktu \dots\dots\dots(7)$$

3. Internal Rate of Return (IRR)

Internal Rate of Return (IRR) yaitu metode menghitung nilai suku bunga pada saat NPV = 0. Kewajiban yang harus dipenuhi dalam mengembalikan modal disebut dengan *Minimum Attractive Rate of Return* (MARR). Apabila nilai IRR lebih besar dari MARR maka investasi atau proyek tersebut dianggap layak/menguntungkan. IRR dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut :

$$IRR = i_1 + \frac{NPV_1}{(NPV_1 - NPV_2)} \times (i_1 + i_2) \dots\dots\dots(8)$$

(Giatman, 2011).

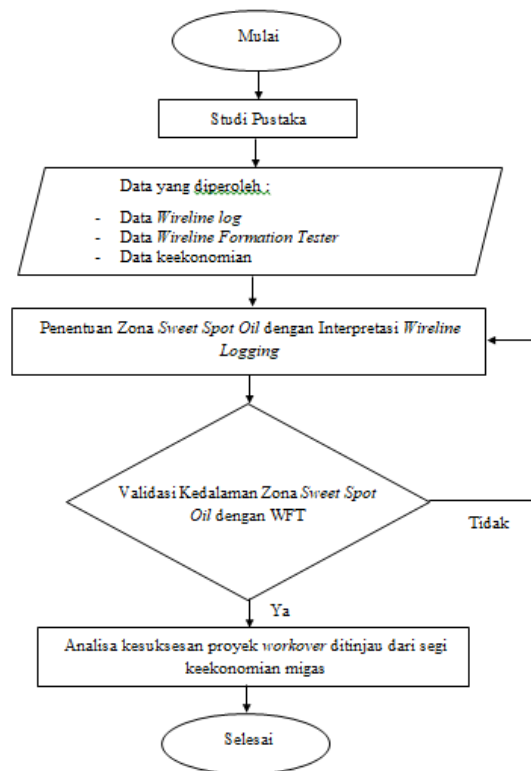
Tujuan dari penelitian ini yaitu untuk mencari kedalaman zona *sweet spot oil* yang dievaluasi pada sumur pilot hole dengan analisa interpretasi wireline log dan divalidasi dengan wireline formation tester. Tujuan yang lain yaitu untuk menganalisa kesuksesan kegiatan workover sumur MRC ini apakah menguntungkan untuk dilakukan apabila ditinjau dari segi keekonomian migas dengan perhitungan indikator-indikator keekonomian dengan metode PSC cost recovery.

II. METODOLOGI

Penelitian ini dilakukan dengan menganalisa interpretasi *well logging* dan *formation tester* pada sumur *pilot hole* untuk mengetahui pada kedalaman interval berapa zona *sweet spot oil* berada. Prosedur penelitian dapat dilihat pada gambar 2. Adapun langkah-langkah pada penelitian ini yaitu sebagai berikut :

- 2.1. Penelitian diawali dengan studi literatur untuk memperoleh informasi dan mengkaji teori dasar tentang topic yang diteliti dan tujuan dari penelitian yang ingin dicapai.
- 2.2. Penelitian dilanjutkan dengan observasi dan mengumpulkan data lapangan yang akan dianalisis pada penelitian ini. Data yang diperoleh untuk penelitian ini yaitu data *wireline logging*, data *Wireline Formation Tester* dan data estimasi keseluruhan biaya operasional yang dibutuhkan pada kegiatan workover ini, serta data produksi yang dihasilkan.
- 2.3. Penelitian dimulai dengan melakukan evaluasi formasi pada sumur *pilot hole* dengan metode kualitatif dan kuantitatif pada interpretasi *wireline log*, dimana log yang digunakan yaitu gamma ray log, neutron log, density log, dan induction resistivity log. Penentuan zona dimulai dengan menentukan beberapa titik kedalaman yang akan digunakan untuk mencari nilai resistivitas air pada zona water bearing zone dan Saturasi air pada 7 titik zona kedalaman yang dianalisa.
- 2.4. Penelitian kemudian dilanjutkan dengan membandingkan nilai saturasi air pada interval zona kedalaman yang dianalisa dari *wireline logging* berdasarkan perhitungan S_w menggunakan archie equation, dengan analisa nilai saturasi air pada *Wireline formation tester* (WFT), kemudian ditentukan kedalaman zona *sweet spot oil* yang sesungguhnya (dari analisa WFT). Apabila nilai dari saturasi air pada zona kedalaman yang dianalisa dari WFT sangat jauh berbeda dari S_w di *wireline logging*, maka perlu dilakukan analisa ulang untuk mendapatkan nilai saturasi air yang paling kecil pada zona kedalaman yang berbeda untuk dapat menentukan zona *sweet spot oil* yang sesungguhnya.
- 2.5. Pada tahap terakhir penelitian ini yaitu dengan menghitung analisa keekonomian dari seluruh kegiatan workover *sidetracking directional drilling* dengan menggunakan parameter NPV, IRR dan POT dengan metode PSC *cost recovery*. Dari perhitungan tersebut kemudian dianalisa keuntungan yang didapat dari kegiatan workover, waktu balik modal proyek dan layak atau tidaknya proyek workover dengan *sidetracking directional drilling* ini dilakukan.

Successfully Metode Workover : *Re-Entry* dan *Re-Evaluate* Sumur Vertikal X-1 dengan *Sidetrack* dan *Drilling Horizontal* pada Lapisan *Top Reservoir*

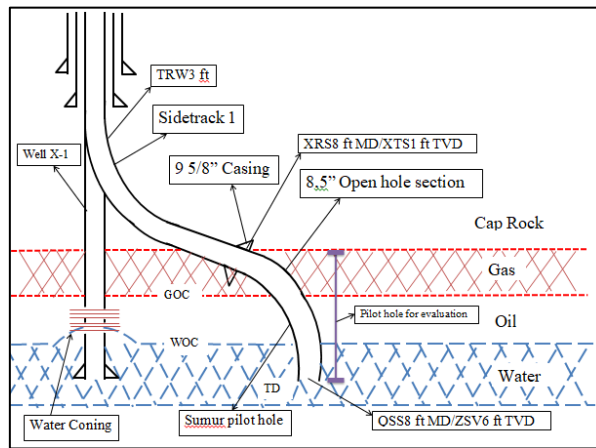


Gambar 2. Diagram Alir Penelitian

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Overview Konsep *Sidetrack Directional Drilling* Pada Sumur *Pilot Hole Section* (Well X-1-1)

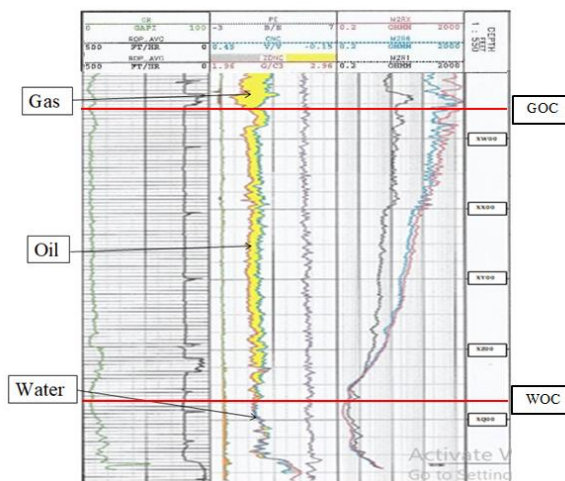
Kegiatan workover ini dilakukan karena terjadinya permasalahan water coning yang terjadi pada perforasi sehingga menyebabkan sumur existing X-1 harus ditutup dengan plug dan diabaikan untuk mencegah produksi air yang meningkat. Untuk mengatasi hal tersebut maka dilakukanlah workover dengan *sidetrack* sumur existing X-1 dari atas permukaan sumur hingga sampai di kedalaman TRW3 ft yang mana kemudian arah pengeboran dibelokkan kesamping. Pengeboran *sidetrack* ini dilakukan untuk mencapai Target Depth (TD) hingga XRS8 ft MD atau XTS1 ft TVD. *Sidetrack* pertama ini dapat disebut dengan *Re-Entry* karena pengeboran dilakukan dengan memasuki ulang formasi dengan arah yang berbeda dari zona track sumur existing yang lama. *Sidetrack* pertama ini dilakukan untuk membuat sumur *pilot hole section* guna untuk melakukan evaluasi formasi ulang pada lapisan reservoir, dikarenakan lapisan reservoir memiliki *thickness* yang tidak begitu tebal maka workover pindah lapisan diatas zona perforasi pada sumur existing tidak dapat dilakukan. Evaluasi formasi ulang (*Re-evaluate*) ini dilakukan untuk mencari zona *sweet spot oil* yaitu zona yang mengandung saturasi oil hingga mencapai hampir 100% atau $S_o = 1$. *Re-evaluate* ini dilakukan pada sumur yang berbeda dari sumur existing karena data log awal formasi pada 20 tahun yang lalu sebelum sumur diproduksi akan menunjukkan hasil interpretasi data log yang berbeda pada kondisi actual formasi pada masa sekarang. Overview skema profil pemboran *sidetrack* pertama pada sumur *pilot hole section* dapat dilihat pada gambar 4 dibawah ini.



Gambar 4 Overview konsep profil sumur *pilot hole section*

3.2 Evaluasi Formasi Dengan Interpretasi Wireline Logging dan Wireline Formation Tester Pada Sumur Pilot Hole Section

Evaluasi formasi yang dilakukan bertujuan untuk mencari zona permeable yang mengandung cadangan hidrokarbon pada kedalaman sumur yang dibor. Hasil dari evaluasi formasi tersebut kemudian dilakukan analisa *well logging* dengan 2 metode. Metode pertama yaitu analisa kualitatif dan metode kedua yaitu dengan analisa kuantitatif.



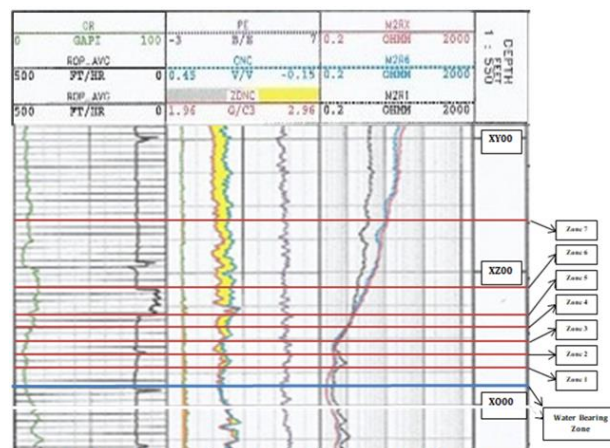
Gambar 5. Data Wireline Log Gamma Ray, Density, Neutron dan Resistivity

Pada analisa kualitatif terlihat bahwa pada kedalaman XV00 ft hingga pada kedalaman XZ00 ft terlihat bahwa kurva gamma ray berada pada interval yang rendah yang mengartikan bahwa kedalaman tersebut permeable atau biasanya sandstone/limestone, sedangkan pada XZ00 kebawah kurva gamma ray sedikit lebih tinggi dari sebelumnya yang mengartikan zona tersebut impermeable. Pada kedalaman paling atas kurva resistivitas LLD berada pada nilai yang sangat tinggi dan semakin kebawah semakin menurun hingga pada kedalaman XZ75 ft, sedangkan pada kedalaman XZ75 ft hingga kedalaman paling bawah nilai

Successfully Metode Workover : Re-Entry dan Re-Evaluate Sumur Vertikal X-1 dengan Sidetrack dan Drilling Horizontal pada Lapisan Top Reservoir

resistivitas semakin rendah hal tersebut mengartikan bahwa pada resistivitas yang tinggi maka kedalaman tersebut memiliki fluida yang dapat menghambat arus listrik dengan baik, atau dengan kata lain memiliki konduktivitas yang buruk, sedangkan pada kedalaman yang resistivitasnya rendah mengindikasikan bahwa kedalaman tersebut memiliki daya hambat yang buruk, atau dengan kata lain konduktivitas fluidanya sangat baik. Pada kurva log density, densitas yang dianalisa tidak hanya densitas fluida tetapi juga densitas matrix pada reservoir. Gas memiliki densitas yang sangat ringan, dimana hal tersebut dapat diinterpretasi pada kurva log density yang ringan (ke kiri), sedangkan minyak memiliki densitas diatas gas namun dibawah air, yang mana kurva density log nya berada ditengah (didas gas namun dibawah air) dan log density air berada pada kurva yang tinggi (ke kanan). Semakin ringan densitas fluida, maka semakin ringan juga log densitasnya yang berarti log densitasnya semakin kecil (berada di kiri). Pada kurva neutron, scale dari kanan ke kiri semakin membesar dan dari pembacaan kurva log neutron dari bawah pembacaannya tinggi kemudian semakin keatas semakin rendah, hal tersebut karena pengaruh dari hydrogen yang terdapat di minyak dan gas.

Pada kedalaman paling atas XV00 ft hingga XV60 ft kurva crossplot antara neutron dan density cenderung bervolume besar, sedangkan pada kedalaman XV60 ft hingga XZ75 ft *crossplot* antara density dan neutron bervolume sedang. Pada kedalaman XZ75 ft hingga kedalaman paling bawah *crossplot* cenderung tidak bersilangan dan membentuk satu garis bahkan tidak membentuk volume. Dari ketiga analisis log triple combo tersebut maka dapat disimpulkan berdasarkan analisis kurva log crossplot density dan neutron maka dari kedalaman yang paling atas XV00 ft hingga kedalaman XV60 ft mengandung fluida hidrokarbon gas. Pada kedalaman XV60 ft hingga XZ75 ft mengandung fluida hidrokarbon minyak, sedangkan pada XZ75 ft kebawah merupakan air. Analisa kualitatif pada data well logging dapat dilihat pada gambar 3.2 diatas dimana masing-masing fluida gas, minyak dan air dipisahkan eh batas garis GOC dan WOC pada tiap masing-masing zona.



Gambar 6. Data Wireline Log Pada Beberapa Kedalaman Zona

Pada analisa kuantitatif *well logging* dapat dilakukan dengan menggunakan persamaan *archie equation* yang telah dimodifikasi untuk reservoir karbonat untuk mencari zona *sweet spot oil*. Interpretasi

well log dengan *archie equation* ini guna bertujuan untuk mencari kedalaman dengan nilai saturasi air terendah, atau dengan kata lain pada zona kedalaman tersebut memiliki saturasi minyak yang tinggi. Untuk mencari nilai saturasi air dengan *archie equation* maka perlu menganalisa satu titik zona kedalaman yang mengandung saturasi air 100% atau dengan $S_w = 1$. Pada case ini interval kedalaman yang mengandung $S_w = 1$ (*water bearing zone*) yakni pada kedalaman XZQ5 ft. Pada kedalaman ini ditentukan nilai resistivitas air formasi (R_w) dengan dikonversi ke temperature permukaan pada kedalaman saat nilai $S_w = 1$. Sebelum mencari nilai R_w pada saat $S_w = 1$ maka harus dicari terlebih dahulu porositas total air dengan menghitung porositas densitasi air dan pembacaan log neutron densitas pada data logging. Dengan mencari nilai porositas densitas dari persamaan *Willy equation*, sehingga didapat nilai porositas dan resistivity water sebagai berikut

$$\emptyset = \left(\frac{0,24^2 + 0,2484^2}{2} \right)^{1/2} = 0,24426012$$

$$R_w = (1)^{\frac{1}{2}} \times (0,24426012)^2 \times 0,28 = 0,017$$

$$R_w = 0,017 \times \left(\frac{180 + 6,77}{75 + 6,77} \right) = 0,038$$

Untuk mencari nilai suhu downhole maka harus menginterpolasi grafik gen-9 chart resistivity of NaCl solutions dengan mengetahui terlebih dahulu nilai R_w pada kondisi downhole dan salinitas air formasi. Pada case ini salinitas air formasi diketahui sebesar 250.000 ppm. Sehingga didapatkan nilai temperature downhole yaitu 180°F, sedangkan temperature permukaan 75 °F. Dengan diketahui nilai densitas dari matriks calcite yaitu 2,71 g/cm³. Setelah diketahui nilai resistivitas air formasi kemudian dapat dicari nilai saturasi air pada 7 zona yang telah ditentukan. Ketujuh zona tersebut dapat dilihat pada gambar 3.3, dimana kedalaman zona 1 hingga 7 berturut-turut yaitu XZZ0, XZY0, XZX0, XZW0, XZV0, XZS8, dan XYY7. Perhitungan nilai saturasi air (S_w) pada masing-masing zona, dapat dilihat pada contoh perhitungan zona 1 sebagai berikut.

$$\emptyset_{densitas} = \frac{2,71-2,29}{2,71-0,88} = 0,2295082$$

$$\emptyset = \left(\frac{0,19^2 + 0,2295082^2}{2} \right)^{1/2} = 0,21068224$$

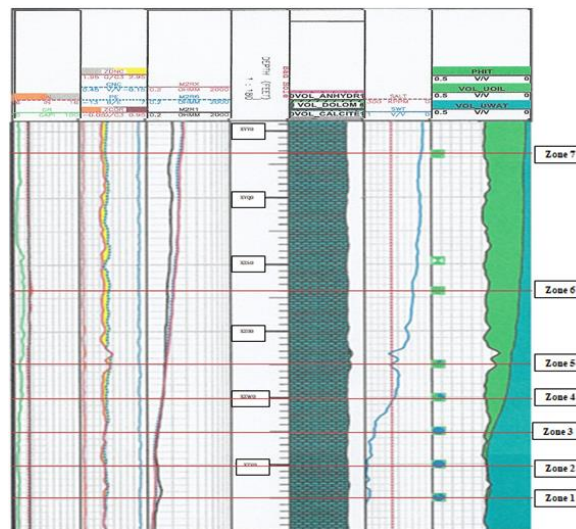
$$S_w = \sqrt{\frac{1 \times 0,038}{0,21068224^2 \times 0,8599}} = 0,99985 \text{ (fraksi)}$$

Tabel 1 Data Hasil Perhitungan Saturasi Air Tiap Masing-Masing Zona

Zona	Kedalaman (ft)	Porositas (\emptyset)	True Resistivity (Rt)	Saturasi air (fraksi)	Saturasi minyak (fraksi)
------	-------------------	------------------------------	-----------------------------	-----------------------------	--------------------------------

Successfully Metode Workover : Re-Entry dan Re-Evaluate Sumur Vertikal X-1 dengan Sidetrack dan Drilling Horizontal pada Lapisan Top Reservoir

1	XZZ0	0,205492	0,62	0,99985	0,00015
2	XZY0	0,227578	0,6	0,9985	0,0015
3	XZX0	0,220434	0,78	0,93864	0,0614
4	XZW0	0,219054	1,29	0,766834	0,233166
5	XZV0	0,163662	1,82	0,867061	0,132939
6	XZS8	0,208307	4,4	0,435825	0,564175
7	XYY7	0,220419	10,3	0,269635	0,730365



Gambar 7.. Data Wireline Formation Tester Pada Beberapa Kedalaman Zona

Pada hasil dari *wireline formation tester* pada tiap masing-masing zona yang dianalisa dapat diketahui kontak fluida tiap masing-masing zona kedalaman dengan mengetahui nilai saturasi air dan saturasi minyak pada tiap titik zona. Ketujuh zona yang dianalisa dengan validasi *wireline formation tester* tersebut dapat dilihat pada gambar 7. Pada zona 1,2 dan 3 nilai saturasi air berturut-turut yaitu 0,875,0,9987 dan 0,99988, sedangkan pada zona 4,5,6 dan 7 saturasi air berturut-turut yaitu 0,3125, 0,1542, 0,0014 dan 0,000122. Berikut tabel nilai saturasi air dan saturasi minyak pada masing-masing zona berdasarkan hasil interpretasi *wireline formation tester* dan *wireline logging*.

Tabel 2 Data Saturasi Air dan Saturasi Minyak Tiap Masing-Masing Zona

Zona	Kedalaman (ft)	Wireline Logging		Wireline Formation Tester	
		Saturasi air (fraksi)	Saturasi minyak (fraksi)	Saturasi air (fraksi)	Saturasi minyak (fraksi)
1	XZZ0	0,99985	0,00015	0,875	0,125
2	XZY0	0,9985	0,0015	0,9987	0,0013
3	XZX0	0,93864	0,0614	0,99988	0,00012
4	XZW0	0,766834	0,233166	0,3125	0,6875
5	XZV0	0,867061	0,132939	0,1542	0,8458
6	XZS8	0,435825	0,564175	0,0014	0,9986
7	XYY7	0,269635	0,730365	0,000122	0,999878

Dari hasil data diatas, dapat diamati perbandingan antara nilai pada saturasi air dan saturasi minyak yang didapat dari interpretasi *wireline log* dan *wireline formation tester*. Pada nilai saturasi air dari zona 1 (kedalaman paling bawah) hingga ke zona 7 (kedalaman paling atas) mengalami penurunan nilai dari saturasi air yang tinggi hingga semakin keatas nilai saturasi airnya semakin rendah dan nilai saturasi air terendah berada pada zona ke 7. Sedangkan pada nilai saturasi minyak, semakin tinggi zona kedalaman maka nilai saturasi minyak semakin besar dan nilai saturasi minyak terbesar pada zona ke 7. Pada hasil nilai saturasi air pada *well log* memiliki perbedaan nilai dengan saturasi air pada formation tester, dikarenakan pada *wireline log* dilakukan analisa interpretasi kuantitatif dengan pembacaan log secara manual dan bantuan perhitungan dengan software microsoft excel sehingga dapat memungkinkan terjadinya ketidakvalidan pada perhitungan karena terdapat beberapa koreksi pada pembacaan nilai log, seperti *mud cake effect* pada zona invasi yang tidak didapatkan secara manual tetapi dapat diperoleh secara real time selama operasi logging dilakukan dan digunakan untuk QC (Quality Control), serta koreksi pada parameter lain yang tidak bisa didapatkan secara manual, namun bisa didapatkan melalui analisa *software petrophysics*. Maka dari itu dilakukan validasi data hasil saturasi air dan minyak menggunakan *wireline formation tester* untuk mengetahui nilai saturasi air yang sesungguhnya pada zona kedalaman yang dianalisa. Sebab pada *wireline formation tester* saturasi air yang didapatkan yaitu dari sampel fluida yang diambil langsung pada formasi sehingga fluida yang terkandung dalam kedalaman tersebut bisa langsung terbaca oleh sensor OFA modul terkait persentase berapa persen nilai saturasi air dan saturasi minyak pada kedalaman yang dianalisa tersebut.

Berdasarkan data pada tabel 2 tersebut maka dapat diputuskan bahwa zona *sweet spot oil* yang mana zona yang memiliki nilai saturasi minyak terbesar dan saturasi air terkecil berada pada zona ke 7 yaitu pada kedalaman XXX7 ft. seperti yang diketahui sebelumnya bahwa saturasi merupakan persentase fluida yang mengisi volume pori batuan pada setiap zona kedalaman tertentu. Nilai saturasi air yang tinggi mengartikan bahwa pada kedalaman tersebut persentase fluida air lebih banyak jumlahnya daripada persentase fluida lain yang mengisi pori batuan, begitupun sebaliknya pada saturasi minyak, karena pada satu kedalaman total nilai saturasi air dan minyak merupakan 1 ($S_o + S_w = 1$). Pada kedalaman zona ke 7 nilai saturasi air pada *wireline log* dan *wireline formation tester* masing masing yaitu 0,269635 dan 0,000122. Sedangkan nilai saturasi minyak pada *wireline log* dan *wireline formation tester* masing masing yaitu 0,730365 dan 0,999878.

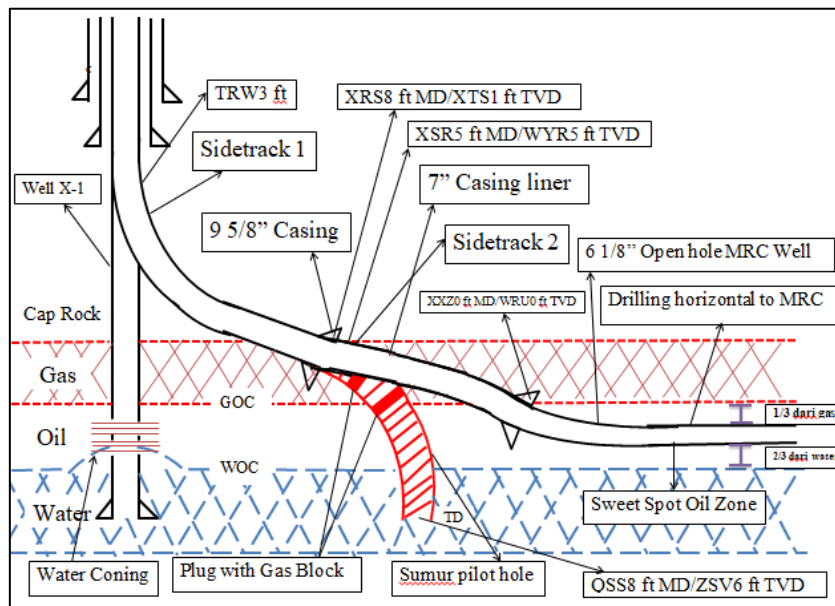
3.3 Overview Konsep Sidetrack Drilling Horizontal Pada Sumur MRC (Maximize Reservoir Contact)

Setelah operasi evaluasi formasi selesai dilakukan pada sumur *pilot hole*, kemudian dilakukan *sidetrack* kedua untuk membuat sumur MRC dengan *drilling horizontal*. Pada operasi *sidetrack* yang kedua ini, sebelum *sidetrack* dilakukan maka sebelumnya dilakukan *abandonment* pada sumur pilot hole untuk menutup lubang sumur *pilot hole section* terlebih dahulu dengan dua batch dari *abandonment plugs*. Pemboran sidetrack yang kedua ini dilakukan pada bagian atas sumur pilot hole atau pada bagian semen plug karena pada sumur pilot hole dapat digunakan untuk evaluasi formasi selanjutnya untuk mengetahui zona yang lebih dalam guna untuk perencanaan sumur *horizontal multilateral well* di pengembangan yang selanjutnya. Pemboran tersebut kemudian berhenti di kedalaman XXZ0 ft MD atau WRU0 ft TVD, dimana

Successfully Metode Workover : Re-Entry dan Re-Evaluate Sumur Vertikal X-1 dengan Sidetrack dan Drilling Horizontal pada Lapisan Top Reservoir

kedalaman tersebut berada sekitar 500 ft diatas zona *sweet spot oil* yang telah didapatkan dari analisa evaluasi formasi sumur *pilot hole section* sebelumnya. Setelah pemboran berhenti kemudian lubang tersebut dipasang casing liner dan disemen. Semen plug pada casing liner 7" kemudian dibor lagi dengan hole section 6 1/8" section dengan single-lateral dan akan dibor horizontal pada titik zona *sweet spot oil* yang telah ditentukan sebelumnya. Section 6 1/8" hole ini merupakan sumur MRC (Maximize Reservoir Contact) dimana lubang pemboran *horizontal* ini akan dibor hingga mencapai keseluruhan kontak hidrokarbon di reservoir dengan tujuan untuk meningkatkan produksi minyak pada zona kedalaman *sweet spot oil* tersebut.

Sumur horizontal ini akan memproduksi minyak dengan *open hole completion*. Pada sepanjang lubang horizontal *open hole completion* apabila terjadi *water breakthrough* pada beberapa titik zona, maka zona tersebut akan ditutup atau diséal dengan *open hole packer* sehingga air tidak ikut terproduksi ke sumur horizontal *open hole completion*. Overview skema profil pemboran *sidetrack* kedua pada sumur *horizontal MRC section* dapat dilihat pada gambar 8 dibawah ini.



Gambar 8. Overview konsep profil sumur *horizontal MRC*

3.4 Analisa Kesuksesan Proyek Workover Dengan Metode PSC Cost Recovery

Analisa kesuksesan proyek ini maka dilakukan analisa keekonomian proyek Workover dengan metode PSC *Cost Recovery* versi Indonesia untuk mengetahui indikator keekonomian guna mengetahui kelayakan proyek ini. Produksi minyak yang dihasilkan dari kegiatan workover sumur MRC ini yaitu sekitar 2000-3000 BOPD dan dapat berproduksi secara efektif dalam kurun waktu 3 bulan dengan lama waktu pengeboran dan evaluasi formasi dengan *wireline log* dan *wireline formation tester* selama 28 hari. Data estimasi produksi minyak yang berhasil diproduksi dari pengeboran horizontal sumur workover MRC ini yaitu sebagai berikut.

Tabel 3. Data Estimasi Produksi Sumur Horizontal MRC

Bulan	Oil Production (BOPD)
-------	-----------------------

1	-
2	75.701
3	67.154
4	63.806
Jumlah	206.661

Pada analisa perhitungan keekonomian proyek workover sumur horizontal MRC digunakan model kontrak PSC *cost recovery* versi Indonesia sehingga terdapat beberapa parameter-parameter asumsi yang digunakan. Asumsi yang digunakan yaitu sebagai berikut :

1. Durasi proyek = 4 bulan
2. *Oil Price* = 80\$ USD/bbl
3. *Contractor Share Oil* = 23,4%
4. *Government Share Oil* = 76,6%
5. Tax = 40%
6. FTP = 20%
7. Discount rate = 10%
8. DMO = 25%
9. DMO Fee = 20%
10. MARR = 15%
11. Tangible = 60%
12. Intangible = 40%
13. Operational Cost = \$10 MUSD/month

Biaya investasi atau pengeluaran modal pada proyek workover meliputi pendanaan pada operasi pemboran dan pada operasi evaluasi formasi pada sumur pilot hole. Data biaya investasi awal pada operasi workover ini dapat dilihat pada tabel 4. dibawah ini.

Perhitungan analisa keekonomian dengan metode *cost recovery* versi Indonesia ini dilakukan untuk mendapatkan nilai cash flow atau arus kas yang keluar maupun arus kas yang masuk sebagai akibat dari kegiatan proyek bisnis migas yang telah dilakukan. Dengan memperhitungkan produksi minyak dalam kurun waktu 3 bulan prduksi, mulai dari hari ke 29 proyek hingga hari ke 120 proyek maka didapat jumlah lifting oil pada proyek workover sumur MRC ini yaitu sekitar 206,7 MBOPD. *Revenue Oil* atau *gross revenue* yang didapatkan dari mengalikan jumlah produksi minyak perbulan dengan harga minyak sehingga didapatkan sejumlah \$16532,88 MUSD.

Tabel 4. Data Biaya Investasi Awal Sumur Horizontal MRC

No.	Peralatan	Biaya (USD \$)
------------	------------------	---------------------------------

Successfully Metode Workover : Re-Entry dan Re-Evaluate Sumur Vertikal X-1 dengan Sidetrack dan Drilling Horizontal pada Lapisan Top Reservoir

1.	Wireline Gamma-Ray Log	2.500
2.	Wireline Density Log	3.500
3.	Wireline Neutron Log	4.000
4.	Wireline Resistivity Log	5.500
5.	Wireline Formation Tester and Sampling Tool	550.000
6.	MWD 8 ½” untuk Pilot Hole lumpsum	75.000
7.	MWD/LWD untuk 8 ½” lateral hole lumpsum	75.000
8.	MWD/LWD untuk 6 1/8” lateral hole lumpsum	550.000
9.	Plug & cementing 8 ½” pilot hole	35.000
10.	Casing 7” liner untuk lateral hole	750.000
11.	Cementing 7” liner	100.000
12.	Mud (Water Base Mud)	150.000
13.	Completion	750.000
14.	Rig rental rate/day	980.000
15.	Employee Salary	202.915
16.	Biaya lainnya	81.229,2
	Jumlah	4.314.644,2

Pada perhitungan ekonomi proyek workover sumur MRC dengan menggunakan metode PSC *cost recovery* versi Indonesia ini didapatkan perhitungan *contractor cash flow* atau aliran kas kontraktor akhir totalnya yaitu \$3488,7411 MUSD. Sehingga didapatkan nilai NPV perbulannya seperti yang terlihat pada tabel 3 dengan total nilai NPV pada proyek ini yaitu sebesar \$2579,57 MUSD. Dari hasil nilai NPV yang positif mengindikasikan bahwa proyek workover sumur MRC ini sukses dilaksanakan (*feasible*) karena menghasilkan keuntungan yang besar. Adapun nilai IRR pada proyek ini yaitu sebesar 142%. Nilai IRR yang tinggi dapat disebabkan karena pada proyek ini tidak ada biaya *sunk cost* dan ASR sehingga nilai persentase IRR dari *cash flow contractor* tinggi. Dari hasil tersebut, maka dapat dilihat bahwa pada proyek workover ini menghasilkan tingkat pengembalian yang tinggi, sehingga dapat disimpulkan bahwa investasi tersebut menguntungkan. Selanjutnya yaitu menghitung nilai PV *cumulative cash flow* dimana PV *cumulative cash flow* merupakan salah satu metode untuk mengukur kinerja investasi atau proyek dari sudut pandang nilai waktu uang.

Tabel 5 Hasil Perhitungan Revenue Oil, Contr. CF,Cum.Contr.CF

Bulan	Revenue Oil (MUSD \$)	Contractor Cash Flow (MUSD \$)	Cumulative Contractor Cash Flow (MUSD \$)
1	-	-1725,858	-1725,858
2	6056,08	3728,947	2003,089
3	5372,32	761,816	2764,905
4	5104,48	723,836	3488,741

Tabel 6 Hasil Perhitungan NPV, Cum. NPV,IRR dan POT

Bulan	NPV (MUSD \$)	NPV Cumulative (MUSD \$)	IR R	POT (Mon ths)
1	-1568,9615	-1568,9615	14	1,46
2	3081,7741	1512,8126	2%	
3	572,3639	2085,1766		
4	494,3895	2579,5661		

Dengan menggunakan konsep nilai sekarang, kita dapat membandingkan nilai proyek dengan biaya investasi awal dan mengambil keputusan yang lebih terinformasi tentang apakah investasi tersebut layak atau tidak untuk dilakukan. Selanjutnya yaitu menghitung Payback Periode atau POT (Pay Out Time) dengan membagi investasi awal dengan arus kas tahunan atau periode lainnya untuk mengetahui berapa lama waktu yang dibutuhkan untuk mencapai titik impas (break-even) atau waktu balik modal dan menghasilkan laba. Hasil dari perhitungan ini, didapatkan pay out time (POT) sebesar 1,46 bulan. dapat dilihat pada grafik diatas bahwa pada durasi proyek 4 bulan, pada bulan pertama mengalami penurunan minus, artinya proyek belum menghasilkan laba/keuntungan dan pada bulan ke 2, 3 dan 4 sudah mengalami peningkatan balik modal, sehingga balik modal setelah investasi yang telah dilakukan yaitu sebesar 1,46 bulan dalam periode waktu proyek 4 bulan. Adapun ringkasan laporan indikator keekonomian yang telah dihitung pada proyek ini dapat dilihat pada tabel 7 dibawah ini.

Tabel 7 Tabel Hasil Laporan Indikator Keekonomian

Successfully Metode Workover : Re-Entry dan Re-Evaluate Sumur Vertikal X-1 dengan Sidetrack dan Drilling Horizontal pada Lapisan Top Reservoir

Parameter	Unit	Output Model
Lifting Oil	MBOPD	206,7
WAP Oil	\$ USD/BBL	-
Gross Revenue	\$ MUSD	16532,88
Investasi	\$ MUSD	4314,64415
OPEX	\$ MUSD/Month	2066,61
Cost Recoverable	\$ MUSD	5518,32532
(% Gross Rev)		33%
Unrec. Cost	\$ MUSD	1725,85766
(% Cost Recovery)		27%
Contractor :		
Contractor Cash Flow	\$ MUSD	3488,741178
Net Contractor Share	\$ MUSD	1762,883518
% Contractor		11%
NPV (fulcycle)	\$ MUSD	2579,57
IRR (fulcycle)		142%
POT	Months	1,46
PV Ratio		66%
Government :		
FTP Share	\$ MUSD	2532,837216
Equity Share	\$ MUSD	5904,311669
Net DMO	\$ MUSD	360,7334022
Tax	\$ MUSD	1175,255679
Government Take	\$ MUSD	9973,137966
% Government Share		60%
Government PV	\$ MUSD	7337,754576

IV. KESIMPULAN

Berdasarkan analisa dari interpretasi *wireline logging* dan validasi dari interpretasi *wireline formation tester* (WFT) maka didapatkan zona *sweet spot oil* yang dianalisa pada *sumur pilot hole* berada pada kedalaman *YYY7 ft* dengan nilai saturasi air pada *wireline log* dan *wireline formation tester* masing-masing yaitu 0,269635 dan 0,000122. Sedangkan nilai masing-masing saturasi minyaknya yaitu 0,730365 dan 0,999878.. Berdasarkan analisa keekonomian migas dengan menggunakan metode *PSC Cost Recovery* dapat disimpulkan bahwa proyek workover sumur MRC sukses dilaksanakan (*feasible*) apabila ditinjau dari hasil perhitungan NPV yang positif dengan total sebesar \$2579,57 MUSD, nilai IRR sebesar 142% yang

berarti proyek ini menghasilkan tingkat pengembalian yang tinggi dan waktu pengembalian modal atau POT (Pay Out Time) selama 1,46 bulan pada periode 4 bulan masa proyek.

V. DAFTAR PUSTAKA

- Aulia, A.-S., Gani, R. M. G., Firmansyah, Y., & Zainal, R. M. (2021). Evaluasi Formasi Menggunakan Analisis Petrofisika Pada Formasi Tuban Lapangan “Sy” Cekungan Jawa Timur Utara. *Geoscience Journal*, 5(2), 161–171.
- Fuadiyah, N., Utama, W., & Parafianto, T. (2010). *Analisis Petrofisika Batuan Karbonat Pada Lapangan DIF Formasi Parigi Cekungan Jawa Barat Utara*. Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Giatman, M. (2011). *Ekonomi Teknik* (Cetakan 3). Jakarta: Rajawali Pers.
- Harsono, A. (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log* (Edisi 8). Jakarta: Schlumberger Oilfield Services.
- Irawan, D., Utama, W., & Parafianto, T. (2009). Analisis Data Well Log (Porositas, Saturasi Air, dan Permeabilitas) untuk menentukan Zona Hidrokarbon, Studi Kasus: Lapangan” ITS” Daerah Cekungan Jawa Barat Utara. *Jurnal Fisika dan Aplikasinya*, 5(1), 90101–90109.
- Nandasari, P., & Priadythama, I. (2016). *Analisis Keekonomian Proyek Perusahaan Minyak Dan Gas Bumi: Studi Kasus ABC Oil*. Teknik Industri Universitas Sebelas Maret.
- Novrianti, N., Musnal, A., Ardiansyah, A., Afrireksa, B. D., & Pangaribuan, L. (2017). Analisis Wireline Formation Test pada Formasi GP Lapangan KK. *Prosiding CELSciTech*, 2, 62–69.
- Pham, T. R., Al-Afaleg, N. I., Kelder, O., Al-Otaibi, U. F., & Zeybek, M. (2005). Field Example of Capillary Pressure Effects on Wireline Formation Tester Measurements and OWC Estimation in a Mixed-Wettability Oil Reservoir. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*. SPE.
- Pramadika, H., & Satiyawira, B. (2018). Pengaruh Harga Gas Dan Komponen Variabel Terhadap Keuntungan Kontraktor Pada Gross Split. *PETRO: Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, 7(3), 113–117.
- Rabia, H. (1985). *Oilwell Drilling Engineering Principles & Practice*. Oxford: Graham & Trotman.
- Rider, M. (2002). *The Geological Interpretation of Well Logs* (Second Ed). Scotland: Rider-French Consulting Ltd.
- Rubiandini, R. (2012). *Teknik Operasi Pemboran*. Bandung: Penerbit ITB.
- Schlumberger. (1997). *Log Interpretation Charts*. Houston: Schlumberger Wireline & Testing.
- Siswanto, M. P., Indra, T. B., & Prasetyo, I. A. (1999). The Application of Modular Formation Dynamics Tester-MDT* with a Dual Packer Module in Difficult Conditions in Indonesia. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, SPE-54273. SPE.
- Takahashi, H., Yonezawa, T., & Fercho, E. (2003). Operation Overview of the 2002 Mallik Gas Hydrate Production Research Well Program at the Mackenzie Delta in the Canadian Arctic. *Offshore Technology Conference*, OTC-15124-MS. OTC. <https://doi.org/10.4043/15124-MS>