

ANALISA KARAKTERISRTIK BATUAN DAN FLUIDA FORMASI UNTUK MENENTUKAN ZONA PRODUKTIF DENGAN METODE INTERPRETASI LOG TRIPLE COMBO MENGGUNAKAN SOFTWARE INTERACTIVE PETROPHYSICS PADA SUMUR-X LAPANGAN MIGAS RIAU

Richa Melysa* Ady Setiyawan Al As'ad

*Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik
Universitas Islam Riau*

**Corresponding Author E-mail : richamelysa@eng.uir.ac.id*

Abstract

In the process of Initial Well Completion to change the drilling well into a production well, we need to analyze the characteristics and properties of the rocks and formation fluids, which can be done using the Logging While Drilling method (while drilling is in progress) or Conventional Logging (done after the drilling process). And also carried out supporting analysis work such as core analysis with the Conventional Coring method or Sidewall Coring to directly analyze and confirm the results of the logging readings with the results of the lab analysis (core sample analysis). In this study, the logging method used is conventional logging and core analysis is carried out by taking core samples with the sidewall coring method. Then do a swabbing job to determine the productivity index of the well (productivity index). In this study, the author has determined the productive zone (pay zone) in the well analyzed based on the interpretation of the gamma ray log and resistivity log and calculated the porosity and Sw (water saturation) values in the formation. From the interpretation results, 8 productive zones were obtained, namely at depths of 1) 1840-1860ft, 2) 2001 - 2006 ft, 3) 2035-2058ft, 4) 2065-2075ft, 5) 2080-2090ft, 6) 2093-2099, 7) 2102-2158ft, 8) 2190-2205ft. then confirmed with the results of the core analysis listed on the marked log provided by the company to confirm the results of the interpretation made in this study have matched the results of the company's interpretation. After that the author will make an initial completion design plan based on the results of the interpretation, including; perforation planning, swabbing job, and detailed design of the initial completion work stages. In the completion design, the author will recommend completing 14 intervals, and the recommendation is to use a surface casing measuring 9 5/8", Production Casing 7", and a Liner of 63 joints measuring 3 1/2".

Keywords: *Analysis, formation, Initial Completion, Interpretation, Properties*

Abstrak

Dalam proses melakukan Initial Well Completion untuk merubah sumur pemboran menjadi sumur produksi kita perlu menganalisa karakteristik maupun properties batuan dan fluida formasi, yang dapat dilakukan dengan metode Logging While Drilling (saat pengeboran berlangsung) atau Conventional Logging (dilakukan setelah proses pengeboran). Dan juga dilakukan pekerjaan analisa pendukung seperti analisa core dengan metode Conventional Coring maupun Sidewall Coring untuk menganalisis secara langsung serta mengkonfirmasi hasil pembacaan logging dengan hasil analisis lab (core sample analysis). Pada penelitian ini metode logging yang digunakan adalah conventional logging dan analisa core dilakukan dengan mengambil sample core dengan metode sidewall coring. Kemudian melakukan swabbing job untuk mengetahui index produktifitas sumur tersebut (productivity index). Dalam penelitian ini, Penulis telah menentukan zona produktif (pay zone) pada sumur yang dianalisis berdasarkan interpretasi log gamma ray dan log resistivity serta menghitung nilai porositas dan Sw (water saturation) pada formasi tersebut. Dari hasil interpretasi didapatkan 8 zona produktif yaitu pada kedalaman 1) 1840-1860ft, 2) 2001 – 2006 ft, 3) 2035-2058ft, 4) 2065-2075ft, 5) 2080-2090ft, 6) 2093-2099, 7) 2102-2158ft, 8) 2190-2205ft. kemudian dikonfirmasi dengan hasil analisis core yang tertera pada marked log yang telah disediakan oleh perusahaan untuk mengkonfirmasi hasil interpretasi yang dibuat dalam penelitian ini sudah match dengan hasil interpretasi dari perusahaan. Setelah itu penulis akan membuat plan design initial completion berdasarkan hasil interpretasi tersebut, meliputi ; perencanaan perforasi, swabbing job, dan detail rancangan tahapan pekerjaan initial completion. Pada desain kompleks penulis akan merekomendasikan untuk melakukan kompleks sebanyak 14 interval, dan rekomendasi menggunakan surface casing ukuran 9 5/8", Production Casing 7", dan Liner sebanyak 63 joints ukuran 3 1/2".

Kata Kunci: Analisa, formasi, Initial Completion, Interpretasi, Properties.

1. PENDAHULUAN

Pada kesempatan ini, penulis akan melakukan penelitian pada struktur sedimen sumur-x, lapangan Benua yang berada di pedada area ditemukan pertama kali pada tahun 1978, kemudian mulai dilakukan pengeboran pertama pada tahun 1984. Lapangan benua memiliki total 41 sumur yang masih aktif berproduksi yang diproduksi secara commingle. Secara struktur Lapangan benua terdiri dari 3 zona produktif yaitu 1960' SD, 2080' SD dan 2120' SD, dengan laju produksi hingga saat ini 1332 bopd. Recovery factor 43% dengan kondisi primary recovery yang diproduksi mulai tahun 1984.

Sebagian besarnya sumur pada lapangan benua diproduksi menggunakan ESP (Electric Submersible pump) dan dibor secara vertikal, dengan target kedalaman 2000 ft MD – 3000 ft MD. Lapangan Benua dikelola oleh BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu dengan sistem bagi hasil (Production Sharing) 50/50 dengan pemerintah Indonesia sejak tahun 1972 yang disahkan oleh BP Migas. Secara geografis lapangan ini adalah bagian dari Blok Cekungan Sumatera Tengah yang juga merupakan cekungan tersier di pulau sumatera yang terletak di kabupaten Kampar, provinsi Riau. Kerangka tektonik Sumatera merupakan busur magmatik yang berhubungan dengan Lempeng Indo - Australia terhadap Lempeng Eurasia pada arah N 6°. Lokasi- lokasi area produksi BOB PT.

Lapangan ini termasuk kedalam Kelompok Sihapas (Sihapas Group) yang juga termasuk dalam cekungan minyak bumi terbesar dan paling aktif di Indonesia, yaitu cekungan Sumatera Tengah yang menghasilkan sekitar setengah dari produksi minyak bumi Indonesia. Kelompok ini didominasi oleh endapan batu pasir dan serpih. Kelompok Sihapas mempunyai porositas dan permeabilitas yang tinggi.

Dan zona target di pedada area ini ada pada formasi bekasap, formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Bangko pada lingkungan estuarine intertidal, inner-neritic sampai middle/outer neritic (Dawson, et.al, 1997) dan mempunyai kisaran umur dari akhir N5 sampai N8. Litologi penyusunnya adalah batu pasir glaukonitan di bagian atas serta sisipan serpih, batu gamping tipis dan lapisan batu bara. Ketebalan formasi ini sekitar 1300 ft. Formasi ini mempunyai porositas rata-rata sebesar 25.8% dan permeabilitas rata-rata 3500 md (A1) dan 3900 md (A2).

Formasi Bekasap mempunyai umur Miocene Bawah dengan satuan batuan batupasir bersih. Ketebalan rata-rata formasi ini adalah 25 - 30 feet. Dimana sekuen pengendapan mempunyai karakter system track pada Incised Valley dan Transgresif. Dari respon log terlihat bahwa formasi ini mempunyai karakter menghalus keatas.

Berdasarkan Work, Program & Budget (WP&B) 2022, Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) BOB PT BSP – Pertamina Hulu akan melakukan pengeboran 15 sumur pengembangan dan 1 sumur eksplorasi. Kelancaran pemboran sangat diharapkan dalam rangka meningkatkan produksi minyak di wilayah kerja ini yang pada APBN 2022 ditargetkan sebesar 9.500 Barrel Oil Per Day (BOPD) atau meningkat dibandingkan capaian tahun 2021 yaitu sebesar 8.521 BOPD. Sumur – sumur yang beroperasi di lapangan benua saat ini, yang memproduksi migas dari formasi bekasap ini mayoritas adalah sumur tua, yang sudah beroperasi sejak tahun 1975. Maka, perlu dilakukan pengembangan lebih lanjut. Dalam tahap awal pengembangan lapangan, diperlukan pengkajian kembali mengenai karakteristik formasi yang masih produktif pada lapangan tersebut dan juga sebelum masuk ke tahap pengembangan mahasiswa perlu memahami dan bisa membuat perencanaan kompleks awal sumur sebagai kemampuan paling dasar seorang petroleum engineer. Tahapan dalam membuat perencanaan kompleks awal dimulai dari data logging berupa “data .las” yang dapat di input ke dalam software tertentu, seperti interactive petrophysics yang diintegrasikan dengan data marked log sebagai pembanding dan penunjang juga sebagai bahan konfirmasi terhadap hasil interpretasi data .las dari software interactive petrophysics yang diberikan oleh pihak perusahaan. Kemudian, setelah itu peneliti dapat menentukan properties batuan dan fluida formasi untuk menentukan zona

produktif pada sumur tersebut, serta membuat rekomendasi rancangan tahap *initial completion* pada sumur yang diteliti, dan mengestimasi nilai cadangan migas pada lapangan tersebut.

Well log menyajikan plot parameter formasi vs kedalaman yang ringkas dan terperinci. Dari plot ini, penafsir dapat mengidentifikasi litologi, membedakan antara batuan berpori dan tidak berpori dan dengan cepat mengenali *Pay zone* dalam formasi bawah permukaan. Kemampuan untuk menginterpretasikan log terletak pada identifikasi yang signifikan dari setiap pengukuran. Awalnya semua log diperoleh dari logging tools yang diturunkan ke dalam lubang sumur menggunakan logging cable. Saat ini, sensor terpasang pada drill collar (MWD dan LWD tool string) yang memberikan alternatif untuk *wireline tools*. Meskipun interpretasi manual data log masih umum, evaluasi log juga telah berkembang melampaui perhitungan menggunakan persamaan Archie's water saturation. Analisis log modern lebih sering dilakukan dengan menggunakan komputer. Dengan proliferasi produksi dari reservoir unconventional, banyak informasi yang diperlukan untuk mengevaluasi dan melengkapi formasi ini dengan baik. Dengan demikian, pemrosesan komputer telah menjadi elemen penting dalam interpretasi log. (Andersen, Mark. A. 2016).

Dalam satu rangkaian presentasi log terdiri dari kurva *spontaneous potential*, *gamma ray*, *resistivity*, *neutron and density*. Respon *gamma ray* dengan nilai yang rendah menunjukkan jenis batuan pasir sementara nilai yang tinggi menunjukkan batuan shale (*Track 1*). Kurva *spontaneous potential log* umumnya mengikuti trend kurva *gamma ray*. Pada kolom di sampingnya, disebut sebagai track kedalaman, yang menunjukkan kedalaman dimana pengukuran dilakukan. Di seberang formasi batu pasir, hasil pengukuran resistivitas (*Track 2*) nilainya akan lebih tinggi pada zona hidrokarbon daripada zona air (*water-saturated*) di bagian bawah batu pasir. *neutron porosity* dan *bulk density log* (*Track 3*) menyediakan pengukuran porositas. Pada zona *hydrocarbon-bearing*, pemisahan kurva yang bervariasi tergantung pada tipe fluida yang ditemui (Andersen, Mark. A. 2016).

Pada penelitian sebelumnya mengenai Analisis Karakteristik Reservoir untuk Evaluasi Formasi pada Sumur "LCP-1", "LCP-2" dan "LCP-3", Formasi Talang Akar dan Formasi Baturaja, Cekungan Jawa Barat Utara. Pada hasil analisis penelitian ini pada baturaja formation lithology yang menyusun reservoir nya adalah batu gamping dan batu lempung dengan fasies pengendapan berupa reef crest hingga fore reef, reservoir yang terbentuk memiliki net pay zone dengan ketebalan 22,77 m. Sedangkan hasil analisis pada Formasi Talang Akar, lithology reservoir nya terdiri dari batu pasir, batu lempung, batubara dan batu gamping klastik dengan fasies pengendapan distributary channel fill, transgressive shelf, delta front hingga carbonate shelf margin, reservoir yang terbentuk total ketebalan net pay zone rata-rata sebesar 14,96 m. (Cahyani, Putri. Laras., 2017).

Pada penelitian selanjutnya menyajikan pendekatan petrofisika reservoir terintegrasi untuk reservoir karbonat. Ini adalah pendekatan terintegrasi menggunakan log yang tersedia, data core, data tekanan dinamis, untuk memperoleh jenis batuan reservoir, penetapan permeabilitas sebagai fungsi porositas, ukuran pori, clay/ bound water, diagenetic dan data mobilitas. Integrasi data petrofisika, tekanan, dan special core analysis (SCAL) yang tersedia digunakan untuk memperoleh data kontak fluida reservoir (ex ; OWC, GOC, WOC) dan mengembangkan saturation height model (SHM) untuk mengestimasi OOIP dan pemodelan reservoir. (Gibrata, Muhammad. A Et al., 2019)

Setelah itu dalam penelitian yang berjudul Automated Evaluation of Rocks Physical Properties to Enhance Drilling Efficiency and Reduce Non- Productive Time, menunjukkan bahwa penggunaan metode logging while drilling dapat mengoptimalkan, meminimalisir masalah dan mengurangi biaya operasi pemboran, yaitu dengan mevaluasi properties batuan selama berlangsungnya proses pemboran dari parameter pemboran di permukaan dan sifat rheology fluida. Dalam Metode ini akan mengestimasi bulk density, porosity dan ultimate compressive strength (UCS) batuan vs kedalaman, yang ditunjukkan pada gambar 2. Density Well Log, gambar 3. Calculated bulk density (gr/cc) vs Depth (ft), gambar 4. Porosity vs depth (ft), gambar 5. UCS (MPa) vs depth (ft), (Al-rubaii, Mohammed Murif et al., 2020).

Setelah pay zone ditentukan dan analisa karakteristik batuan dan fluida formasi (Petrophysical Analysis) dilakukan. Tahap selanjutnya adalah membuat design initial completion berdasarkan hasil Petrophysical Analysis. Sebagai contoh study kasus yang dibahas pada penelitian ini dengan judul Completion Design for The Development of a Multi-Layer and Multi Fluid Reservoir System in Offshore Well AA-01, North-West Java. Dalam penelitian ini, Peneliti membuat desain kompleksi pada salah satu sumur pengeboran lepas pantai di Indonesia dengan sistem reservoir multi-layer dan multi-fluid. Pada sumur offshore tersebut memiliki 2 lapisan produktif, dimana lapisan atasnya berisi Gas dengan volume sebesar 1440 MMSCF dan lapisan bawahnya berisi minyak dengan volume sebesar 6.1 MMSTB. Desain kompleksi yang dipilih terdiri dari casing produksi ; 9 $\frac{5}{8}$ inch 47 ppf L-80, liner ; 7 $\frac{5}{8}$ inch 29.7 ppf L-80, dan diproduksi secara commingle, dalam 5 tahun menghasilkan oil and gas recovery sekitar 50.16% and 92.3% (Niti Daton, Wijoyo Et al., 2021).

2. METODOLOGI

Penelitian yang akan penulis susun ini adalah jenis penelitian kuantitatif. Jadi setelah data yang diperlukan dalam penelitian ini (Data *Log triple combo* dengan format .las dan Data *marked log*) telah selesai dikumpulkan, maka selanjutnya data log akan diolah dan dianalisis secara *petrophysics* (interpretasi) untuk menentukan *properties* batuan dan fluida formasi menggunakan *software interactive petrophysics v3.5*, kemudian menentukan *pay zone* yang berpotensi untuk diproduksi. Hasil analisis *petrophysics*/ interpretasi log tadi diintegrasikan dengan data marked log yang di dalamnya tertera data hasil core lab analysis untuk mengkonfirmasi pay zone yang tepat untuk diproduksi. Dalam penyelesaian penelitian ini penulis mengolah data log yang sudah jadi dari pihak perusahaan untuk menentukan karakteristik *reservoir* (Nilai *Volume Shale*, *Porosity*, *Permeability*, *Rt*, *Rw*, dan *Sw*) dengan mengolah data yang didapat dari interpretasi log dengan mengolah data log (*GR*, *Resistivity*, *RHOB*). Penulis menggunakan metode ini, karena Metode ini, dapat menjelaskan dan menggambarkan keadaan *reservoir* serta zona produktif yang akan dicapai pada program pemboran, dengan kombinasi interpretasi log dengan pengolahan data secara kuantitatif menggunakan *interactive petrophysics v3.5*. Kemudian hasilnya akan digunakan lagi sebagai data acuan dalam membuat rekomendasi tahap pekerjaan kompleksi (*recomendation initial well completion job*), peneliti dapat mendesain program kompleksi awal suatu sumur bor menjadi sumur produksi secara sederhana dan skematik sumurnya menggunakan *Microsoft excel* sebagai *Output* akhir dalam penelitian ini.

Sebelum melakukan penelitian ada beberapa tahap yang harus dipenuhi diantaranya sebagai berikut.

Langkah-langkah yang dilakukan dalam proses pengujian sampel adalah sebagai berikut:

- Menginterpretasi *Log Triple Combo*
- Mengestimasi nilai *Rw* dari SSP
- Menentukan nilai porositas formasi dari log densitas dan sonic
- Menentukan nilai *formation water saturation* (*Sw*)
- Penentuan *Formation Permeability To Oil*
- Pembuatan rekomendasi untuk melakukan *initial well completion job*

Data yang dibutuhkan dalam pada penelitian ini berupa data Log Triple Combo dari beberapa sumur dalam satu reservoir dan data marked log, yang meliputi;

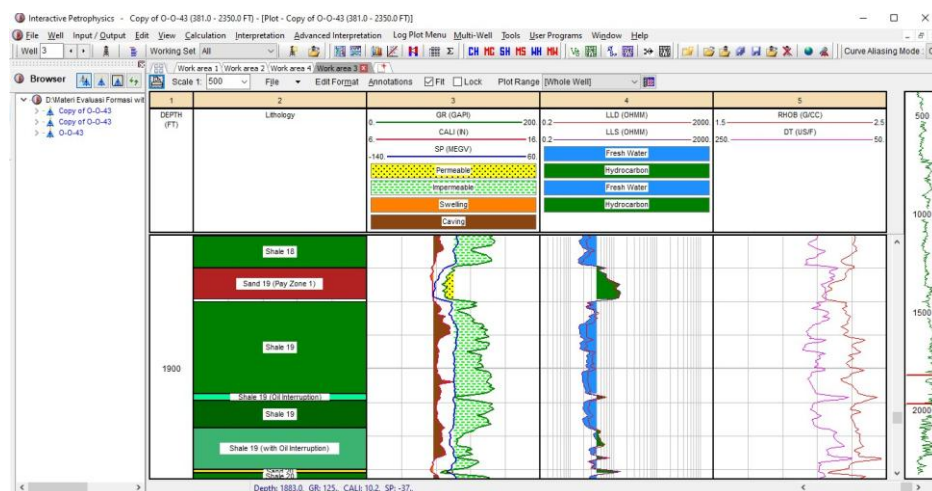
Tabel 2.1 Data Penelitian

Parameter	Simbol	Satuan
<i>Absolute reservoir pressure</i>	Pa	Psia
<i>Bit diameter</i>	Dh	inch
<i>Bottom Hole Temperature</i>	BHT	°F
<i>Deep Resistivity</i>	DR	Ohm-m

Densitas Lumpur Bor	ρ_f	Kg/m^3
Drainage area	A	Acre
Formation Bulk Density	RHOB	gr/cc
Formation bulk density	ρ_b	gr/cc
Formation fluid density in zone of investigation	ρ_f	gr/cc
Formation matrix density	ρ_{ma}	gr/cc
Formation Pressure	P	Psia
Formation Temperature	T	° F
Formation volume factor for oil	Bo	Bbl/STB
Formation water resistivity at formation temperature	Rw	Ohm-m
Formation water saturation	Sw	decimal
Gamma Ray	GR	° API
Porosity	ϕ	%
Recovery factor	Frec	fraction
Resistivity Mud, Mud Filtrate, Mud Cake	Rm, Rmf, Rmc	$\Omega\text{m/ Ohm-m}$
Start Depth of Measure	-	ft
Stop Depth of Measure	-	ft
Surface Temperature	-	°F
Type Fluid in Hole	-	-
Tekanan Hidrostatik	p_h	Psia
True formation resistivity	Rt	Ohm-m
True Vertical Depth	TVD	ft
Viskositas Lumpur Bor	μ	Centipoise

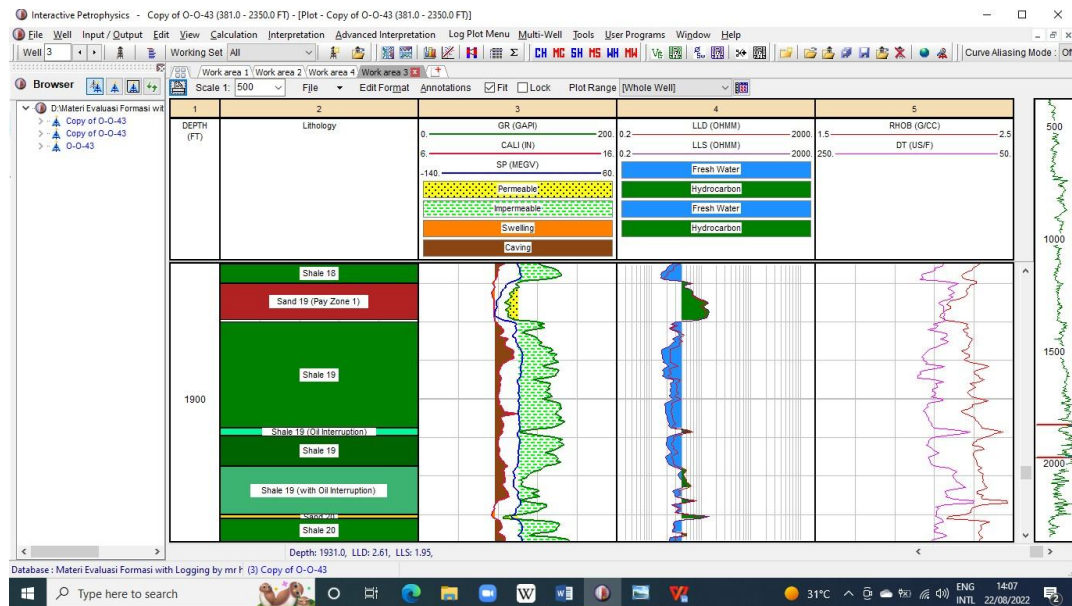
3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada penelitian ini dilakukan analisis petrofisis menggunakan *software interactive petrophysics* v3.5 dilakukan interpretasi parameter Volume Shale (Vsh) untuk menentukan zona permeable dan impermeable dengan log gammaray dan Sp. Dalam menentukan batas zona permeable dan impermeable dilakukan berdasarkan nilai cutoff dari gamma ray yaitu 100.75. Hasil Interpretasi dalam menentukan zona permeable dan impermeable dapat dilihat pada gambar di bawah ini :



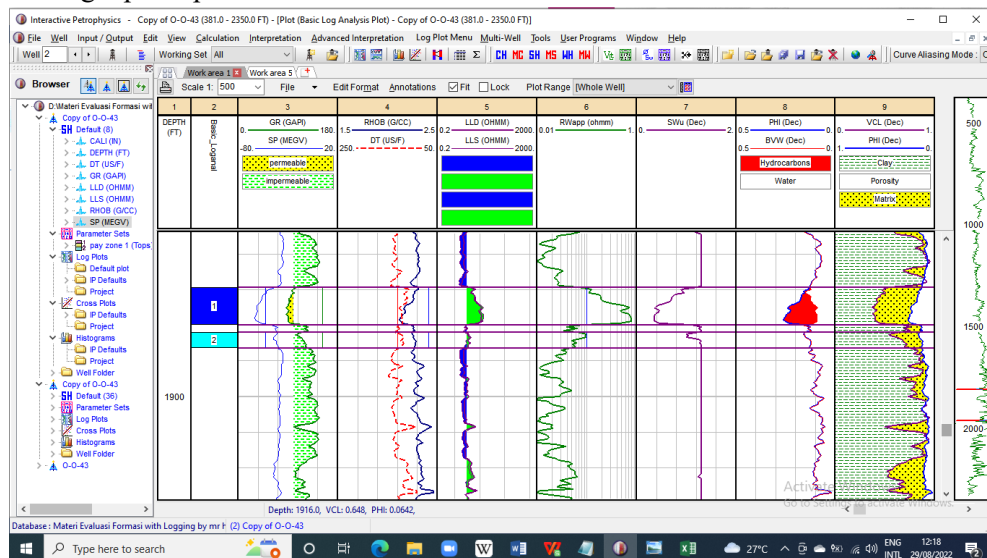
Gambar 3.1 Hasil Interpretasi Zona Permeable dan Impermeable

Proses selanjutnya adalah menentukan batas zona *Hydrocarbon* dan *Non-Hydrocarbon* berdasarkan nilai cutoff log resistivity yang telah ditentukan oleh pihak perusahaan yaitu untuk zona fresh water memiliki nilai resistivitas < 4 ohm-m dan untuk zona yang berisi hidrokarbon memiliki nilai resistivitas > 4 ohm-m. Untuk hasil interpretasi log *resistivity* (LLD, LLS) Dapat dilihat pada gambar dibawah ini :



Gambar 3.2 Hasil Interpretasi Zona *hydrocarbon* dan *Non-Hydrocarbon*

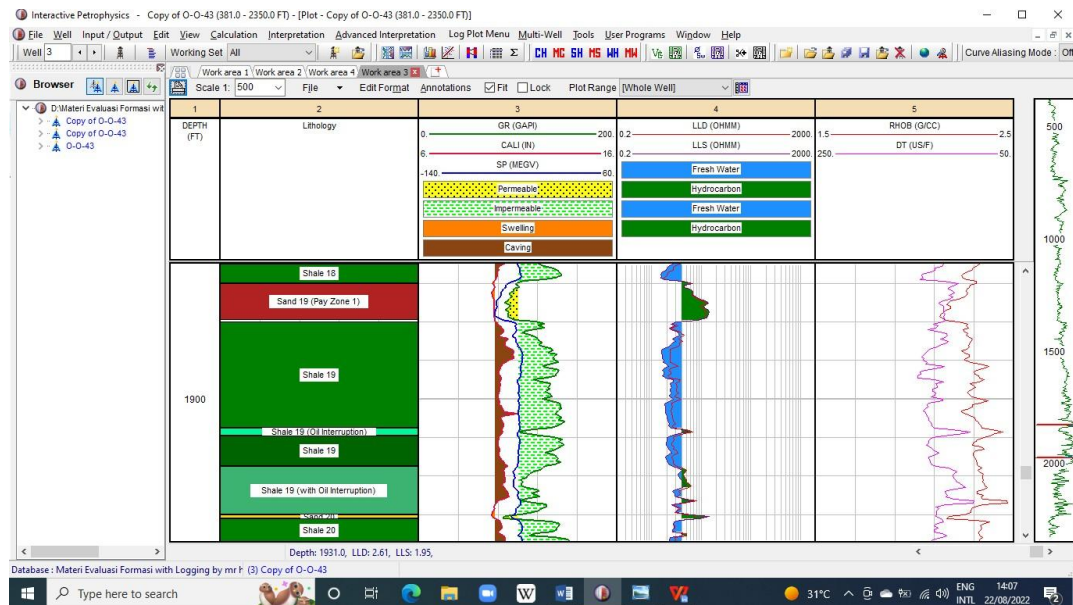
Proses selanjutnya adalah intepretasi nilai porositas pada masing-masing lapisan pada sumur-x berdasarkan Log *Sonic* menggunakan persamaan willye. Berikut hasil intepretasi porositas pada masing- masing lapisan pada sumur-x :



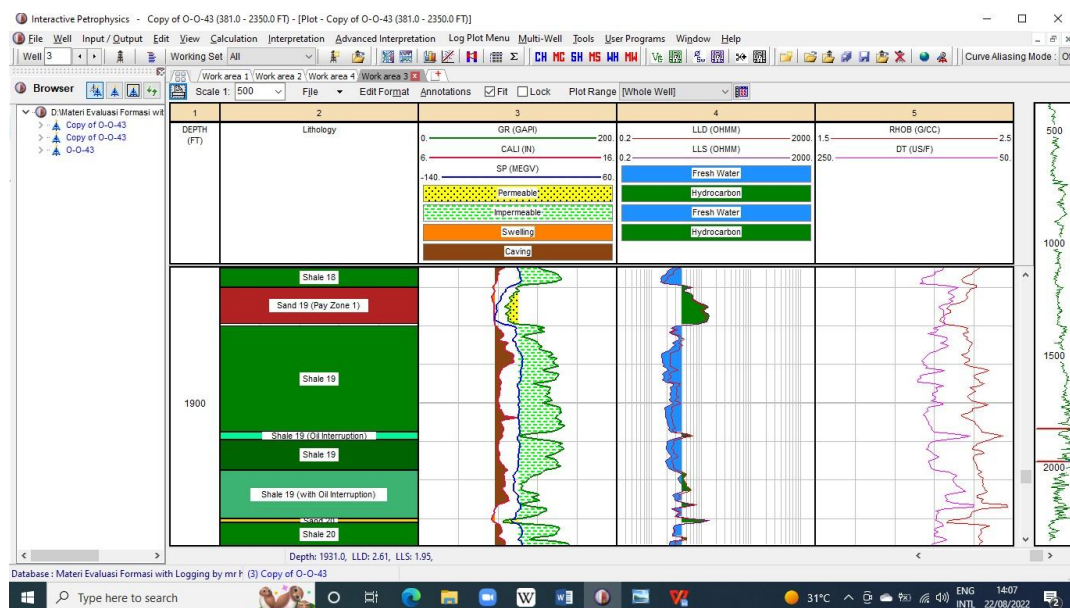
Gambar 3.3 Hasil Intepretasi Porositas pada sumur-x di tiap lapisan formasi

Dari gambar diatas dapat dilihat nilai Porositas pada setiap kedalaman dan nilai Porositas rata-rata pada masing-masing lapisan. Nilai porositas rata-rata pada lapisan 1 (zona produktif 1) (2957,6 – 2999,7 ft) sebesar 0.21489, lapisan 2 (zona produktif 2) (3016. 6 – 3041.8 ft) sebesar 0.2118 dan lapisan 3 (zona produktif 3) (3092,4 - 3131,2 ft) sebesar 0.21554.2.3

Proses selanjutnya adalah intepretasi nilai Saturasi air pada masing-masing lapisan pada sumur-x. Berikut hasil intepretasi Saturasi air pada masing- masing lapisan pada sumur-x :



Gambar 3.4 Hasil Interpretasi Saturasi air pada sumur-x



Gambar 3.5 Nilai Saturasi air rata-rata pada masing-masing lapisan di sumur-x

Dari kedua gambar diatas dapat dilihat nilai Saturasi air pada setiap kedalaman dan nilai Saturasi air rata-rata pada masing-masing lapisan pada lapisan 1 (2957,6 - 2999,7 ft) sebesar 0.48031, lapisan 2 (3016.6 – 3041.8 ft) sebesar 0.47152 dan lapisan 3 (3092,4 - 3131,2 ft) sebesar 0.4229.

Setelah semua rangkaian proses interpretasi *log triple combo* pada sumur-x telah selesai dilakukan dengan baik, maka hasil interpretasi tersebut digunakan sebagai acuan dalam membuat perencanaan atau rekomendasi pekerjaan *initial completion* yang akan dilakukan pada sumur-x. Rekomendasi pekerjaan *initial completion* yang dibuat pada penelitian ini meliputi ; Pembuatan tahap awal pekerjaan *initial completion*, Pendesainan *well schematic* beserta detail peralatan yang akan digunakan mulai dari *surface equipment*, *sub-surface equipment* dan *downhole equipment*.

Rekomendasi *Initial Completion Job*

PROCEDURE :

1. MIRU Rig, Install BOPE and pressure test.
2. R/T Casing Scraper tag to PBTD @ 1690.59' Est. (TOC).
POOH w/ Casing Scraper on the same string.
3. R/U COSL Wireline Unit and its BOPE/Riser, test.
 - a. Run Cased Hole (CBL-VDL-GR-CCL) f/ PBTD to surface.
Report the result to Field PE immediately.

b. Prepare to perforate using 4-⁵/₈" Casing Gun :

No.	Top	Bottom	Length (ft)	SPF	Hole	Reservoir	Remark
1	607	614	7	5	35	700' SD	required
2	563	568	5	5	25	500' SD	optional

Correlated GR-CCL. Report to Field PE if any missfire.
R/D Wireline Unit if job complete.

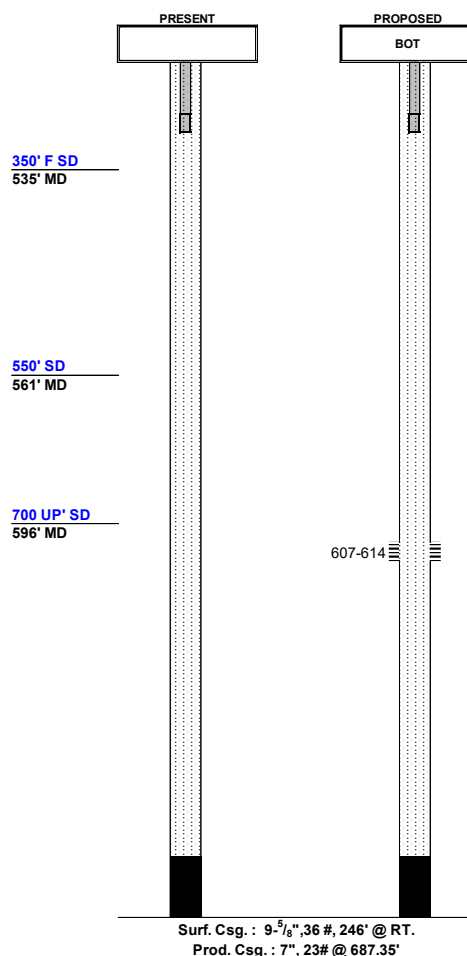
4. RIH w/ OE Packer. N/U swab tool. Perform swab job for intervals below :

No.	Top	Bottom	RBP	RTTS	Sand Res	Remarks
1	607	614	617	604	700' SD	required
2	563	568	571	560	550' SD	optional

- Obtain stable swab rate, WFL and water cut.
 - Report swab result to Field PE as soon as possible.
 - For FFR please discuss w/ Field PE.
 - Based on swab result, PE will give decision to next completion or next perforation program.
- ND Swab Tool. POOH w/ Tandem Packer BOB on the same string.
Note : if oil gain estimation is lower than 40 BOPD go to optional program.

5. RIH w/ PBOT (DN 450 or HPU EJP). Please make sure your tally.
6. Take SFL, POP & monitoring WFL until stable.
Confirm to Field PE for decision Rig Down.
7. RDMO.

Well Schematic Design



4. KESIMPULAN & SARAN

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan dan pembahasan yang sudah dijabarkan pada bab 4, maka kesimpulan yang dapat diperoleh dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Dari Hasil Interpretasi log gamma ray, Resistivity, dan RHOB terdapat 7 zona produktif yang terdapat pada interval kedalaman ; 1845-1858 ft, 2031-2062 ft, 2079-2088 ft, 2094-2150 ft, 2184-2192 ft.
2. Berdasarkan zona produktif yang telah tentukan dengan interpretasi menggunakan software interactive petrophysics, maka dapat dibuat rekomendasi job step untuk melakukan initial completion yang terdiri dari 7 langkah kerja , hasil interpretasi dan untuk melengkapi desain initial completion maka pada peneltian ini membuat desain skematik sumur dengan spesifikasi ; menggunakan surface casing ukuran 9 5/8", Production Casing 7", dan Liner sebanyak 63 joints ukuran 3 1/2".

Setelah melakukan penelitian ini, penulis memiliki beberapa saran untuk menunjang keberlanjutan penelitian ini :

1. Pada penelitian selanjutnya penulis menyarankan untuk mencoba melakukan interpretasi log triple combo secara manual menggunakan Microsoft excel dan membandingkan hasil interpretasi pada ms. Excel dengan hasil interpretasi dari software interactive petrophysics.
2. Untuk penelitian selanjutnya mungkin perlu dilakukan simulasi produksi berdasarkan data log triple combo dan juga data desain initial completion.
3. Pada penelitian selanjutnya mungkin peneliti bisa mendesain re-kompleksi untuk membuat scenario secondary recovery pada sumur tersebut dan mensimulasikannya menggunakan software.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Ahmed, Tarek. 2006. Reservoir Engineering Handbook - 3rd Edition. United States of America (USA) : Elsevier. Inc
- [2] Al-AbdulJabbar, A., Elkatafny, S., Mahmoud, A. A., Moussa, T., Al-Shehri, D., Abughaban, M., & Al-Yami, A. 2020. Prediction of the rate of penetration while drilling horizontal carbonate reservoirs using the self-adaptive artificial neural networks technique. Sustainability (Switzerland), 12(4). <https://doi.org/10.3390/su12041376>
- [3] Amyx, J. W., Bass, D. M., and Whiting, R L. 1960. Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties. McGraw Hill Book Co.
- [4] Arifinka. A, Enricho. 2019. studi pengembangan sumur dengan metode simulasi reservoir pada rencana pengembangan "lapangan-ix" di petrochina international jabung, ltd. Jakarta : Universitas Pertamina.
- [5] Azhari, M. Taufan dan Djumantara, Maman. 2016. Skenario Pengembangan Untuk Meningkatkan Recovery Factor Pada Lapangan TR Lapisan X Dengan Menggunakan Simulasi Reservoir. Journal Petro : Universitas Pertamina.
- [6] Azlan, A. A. A. H., Muda, W. M. S. W., Mubarak, A. H., Khir, K. E. A. M., Sahid,
- [7] N. M., & Zakei, A. M. (2019). New approach of synergizing advanced well test deconvolution, rate transient analysis and dynamic modeling in evaluating reservoir compartmentalization uncertainty at k field in Sarawak basin; a case study. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, MEOS, Proceedings, 2019-March. <https://doi.org/10.2118/195038-ms>
- [8] Bahar, A., & Kelkar, M. (2000). Journey from well logs/cores to integrated geological and petrophysical properties simulation: A methodology and application. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 3(5), 444–456. <https://doi.org/10.2118/66284-PA>
- [9] Bourgoynne, A. T., & Young, F. S. (1999). A multiple regression approach to optimal drilling and abnormal pressure detection. SPE Reprint Series, 4(49), 27–36. <https://doi.org/10.2118/4238-pa>

- [10] Buyl, M. De, & Atlas, W. (1988). Lithologic Parameter Estimation. April. Dasar Logging Nah dan Evaluasi Formasi. (n.d.).
- [11] Edinger, J. D., & Carney, C. E. (2015). Is This Book Right for Me? Overcoming Insomnia, 1–14. <https://doi.org/10.1093/med:psych/9780199339402.003.0001>
- [12] Elfeel, M. A., Ali, S., & Giddins, M. A. (2019). Efficient optimization of field management strategies in reservoir simulation. Society of Petroleum Engineers
- [13] SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition 2019, RCSC 2019. <https://doi.org/10.2118/196662-ms>
- [14] Emhanna, S. (2018). Analysis of Non-Productive Time (NPT) in Drilling Operations- A Case Study of the Ghadames Basin. Second Scientific Conference of Oil and Gas, January. <https://www.researchgate.net/publication/330222796>
- [15] Eren, T., & Ozbayoglu, M. E. (2010). Real time optimization of drilling parameters during drilling operations. SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition 2010, OGIC, 2010-January(Miska 1988). <https://doi.org/10.2118/129126-ms>
- [16] Formation, S. C. (2012). Management With Well Logs. Journal of Petroleum Technology, December, 91–94.
- [17] Freedman, R., Rose, D., Sun, B., Brown, R. L., & Malizia, T. (2019). Novel method for evaluating shale-gas and shale-tight-oil reservoirs using advanced well-log data. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 22(1), 282–301. <https://doi.org/10.2118/181480-PA>
- [18] Gonzalez, A., Dash, S., & Heidari, Z. (2020). Advanced Joint Interpretation of Image Logs and Conventional Well Logs in Organic-Rich Mudrock Formations for Improved Formation Evaluation: Application to the Permian Basin. <https://doi.org/10.15530/urtec-2020-2586>
- [19] Haro, C. F., & Oil, O. (2011). SPE 144774 History Matching and Production Forecast with Logs , as Effective Completion and Reservoir Managing Tools in Horizontal and Vertical Wells.
- [20] Jaoua, M., & Rafiee, M. (2019). Optimization of oil production in an oil rim reservoir using numerical simulation with focus on iOR/EOR application. Society of Petroleum Engineers - SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition 2019, RCSC 2019. <https://doi.org/10.2118/196709-ms>
- [21] King, E., Dwyer, J., Bratani Ltd, T., Ilett, T., Houette, O., Gunawan, H., Correa, J., Lepp, B., Tawakol, M., Blasdale, T., & BenIsmael Schlumberger Oilfield Plc,
- [22] W. (2016). SPE/IADC-178248-MS 3D Offset Well Analysis in Petrel. Kolarova, E. S. (2009). 2013-2-01569-MC Bab2001. 7–23.
- [23] Osgouei, R. E. (2007). Rate of Penetration Estimation Model for Directional and Horizontal Wells. September, 83.
- [24] Ozturk, C. A., & Nasuf, E. (2013). Strength classification of rock material based on textural properties. Tunnelling and Underground Space Technology, 37(April 2013), 45–54. <https://doi.org/10.1016/j.tust.2013.03.005>
- [25] Pengeboran, S. (n.d.). OPTIMIZATION OF WEIGHT ON BIT DURING DRILLING OPERATION Abstrak Optimasi pengeboran sangat penting selama operasi pengeboran .OptimasiI pengeboran dapat menghemat waktu dan biaya operasi dan meningkatkan keuntungan. Pengeboran optimasi bertujuan untuk men.
- [26] Persetujuan, L., & Kerja, L. (n.d.). ANALISA KARAKTERISTIK RESERVOIR DENGAN METODE LAPORAN KERJA PRAKTIK Oleh : Laura Yunita Rachmawati.
- [27] Potocki, D., Raychaudhuri, I., Thorburn, L., Galas, C., & King, H. (1997). Integrated reservoir characterization of a heterogeneous channel sandstone: The Duchess lower manville X pool. Annual Technical Meeting 1997, ATM 1997, Figure 2. <https://doi.org/10.2118/97-110>
- [28] Ramsey, M. S. (2019). Effects on Drilling Efficiency and Rate of Penetration. In Practical Wellbore Hydraulics and Hole Cleaning. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-817088-5.00004-6>
- [29] Redutskiy, Y. (2017). Oilfield development and operations planning under geophysical uncertainty. Engineering Management in Production and Services, 9(3), 10–27. <https://doi.org/10.1515/emj-2017-0022>
- [30] Shchetinina, N. V., Malshakov, A. V, Petroleum, T., Basyrov, M. A., Ganichev, D. I., Yatsenko, V. M., & Company, R. O. (2017). SPE-187903-MS Innovative Technologies and Approaches to Interpreting Logging Data in Horizontal Wells Evolution of Horizontal Drilling Equipment

Overview for Various Logging Complexes Challenges of Logging Data Interpretation in Hz / directional Wells Rel.

- [31] SKK Migas. (2018). Pedoman Tata Kerja (PTK) : Tentang Plan Of Development (POD) – Revisi 02. 64. <https://www.skkmgas.go.id/assets/PTK/ced0c49cb53b405e3c641c02550683 cb.pdf>
- [32] Szemat-Vielma, W., Murray, T., Kiaie, A., Bolchover, P., & Yao, J. (2019). Innovative digital well construction planning solution enhances coherency and efficiency of the drilling design process. Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2019, ADIP 2019. <https://doi.org/10.2118/197942-ms>
- [33] Vidhotomo, E., & Sc, R. M. M. (1973). ANALISIS PETROFISIKA DAN PERHITUNGAN CADANGAN MINYAK PADA LAPANGAN “ BEAR ” CEKUNGAN SUMATRA TENGAH (Studi kasus PT Chevron Pacific Indonesia).
- [34] Burcik, Emil J. 1979. Properties of Petroleum Reservoir Fluids. Boston (USA) : International Human Resources Development Corporation.
- [35] Christoper, dkk. 2017. Penentuan Skenario Pengembangan Lapangan-x Menggunakan Simulator Dengan Variasi Drawdown Pressure dan Kompleksi. Jakarta : Universitas Trisakti
- [36] Ebbesta, Robby. 2019. Studi Sedimentology Pengaruh Fasies dan Properti Reservoir Terhadap Kinerja Produksi Minyak Sumur Horizontal Di Lapangan “X”. Pekanbaru : Universitas Islam Riau.
- [37] Gatlin, Carl. 1960. Drilling and Well completion. United State of America (USA) : The Department of Petroleum Engineering, The University of Texas, Prentice Hall. Inc Hidayat, Fiki. 2016. Aplikasi Kurva Derivative Dalam Penentuan Batas Reservoir Pada Sistem Reservoir Lensa. Journal of Earth Energy Engineering : Universitas Islam Riau
- [38] Haro, carlos. F. 2011. History Matching and Production Forecast With Logs as effective Completion and Reservoir Managing Tools in Horizontal and Vertical Wells. USA : SPE Annual Conference and Exhibition
- [39] Lubis, Gerdha A, dan Djumantara, Maman. 2016. Evaluasi Reservoir Baturaja Pada Lapangan Falcon Dengan Menggunakan Simulasi Reservoir Untuk Memaksimalkan Produksi. Grogol (JKT) : Universitas Trisakti.
- [40] Miall, Andrew D. Principles of Sedimentary Basin Analysis – 3rd Updated and Enlarge Edition. Toronto, Canada (USA) : Geology Department, University of Toronto, Springer.
- [41] Ridwan, M. Ilham, dkk, 2014. Analisis Sikuen Stratigrafi Dan Pemodelan Fasies Formasi Tanjung Berdasarkan Data Log Sumur Dan Data Inti Batuan Pada Lapangan MIR Cekungan Barito, Kalimantan Selatan. Semarang : Universitas Diponegoro.
- [42] Tiab, Djebbar, and Donaldson, Erle C. 2004. Petrophysics – Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties - 2nd Edition. Burlington (USA) : Gulf Professional Publishing
- [43] Vidhotomo, Eko, dkk. 2014. Analisis Petrofisika dan Perhitungan Cadangan Minyak Pada Lapangan “BEAR” Cekungan Sumatera Tengah. Malang : Universtas Brawijaya
- [44] Walker, Roger G, and James, Noel P. 1992. Facies Models. Canada (USA) : Geological Association of Canada.
- [45] Yuliani, Ayu. 2019. Prediksi Permeabilitas Menggunakan Metode Log dan Pore Geometry Structure (PGS) Pada Sumur AY-7 Daerah Cekungan Jawa Barat Utara. Lampung : Universitas Lampung