

**ANALISIS INTERPRETASI DATA PENGUKURAN *LOGGING*
WHILE DRILLING UNTUK MENENTUKAN ZONA
PRODUKTIF DENGAN MENGGUNAKAN *SOFTWARE*
INTERACTIVE PETROPHYSICS**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh
MUHAMMAD YUSUF
NPM 143210682



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU
2020**

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Tuhan Yang Maha Esa karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Ibu Hj. Fitrianti, ST.,MT selaku dosen pembimbing sekaligus pembimbing akademik saya yang telah menyediakan waktu dan pikiran untuk memberikan masukan dan mengoreksi penyusunan tugas akhir ini.
2. Bapak Dr. Eng. Muslim selaku Dekan Fakultas Teknik serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
3. Bapak Riza Syahputra, Bapak Adi Putra Pradana dan Ibu Meiriska Essa Syawnia selaku pembimbing lapangan yang telah menyediakan waktu dan menyediakan data serta masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
4. Orang tua dan keluarga yang memberikan dukungan penuh material maupun moral.
5. Teman-teman Suar Coffee dan Lara Bonita yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

Teriring doa saya, semoga Allah memberi balasan atas kebaikan semua pihak yang membantu. Semoga tugas akhir membawa manfaat bagi ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 3 Juli 2020

Muhammad Yusuf

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL	viii
DAFTAR SINGKATAN.....	ix
ABSTRAK	x
ABSTRACT	xi
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	2
1.4 Batasan Masalah.....	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	3
2.1 <i>Well Logging</i>	3
2.2 Jenis-Jenis <i>Log</i>	8
2.2.1 <i>Spontaneous Potential Log</i>	8
2.2.2 <i>Resistivity Log</i>	9
2.2.3 <i>Gamma Ray Log</i>	9
2.2.4 <i>Density Log</i>	10
2.2.5 <i>Neutron Log</i>	11
2.2.6 <i>Sonic Log</i>	11
2.2.7 <i>Caliper Log</i>	12
2.3 Penentuan Sifat Petrofisika	13
2.4 Penentuan Cadangan Dengan Metode Volumetrik	15
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	16
3.1 Metode Penelitian.....	16
3.2 Tempat Penelitian/Pengambilan Data	16
3.3 Jadwal Penelitian.....	16

3.4 Alur Penelitian (<i>Flowchart</i>)	17
3.5 Jenis Penelitian	18
3.6 Data Lapangan <i>Cybertron</i>	18
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	19
4.1 Letak Reservoir	19
4.2 Sumur B#2.....	19
4.2.1 Litologi Batuan.....	19
4.2.2 Porositas	20
4.2.3 Saturasi Air.....	22
4.3 Sumur B#3.....	23
4.3.1 Litologi Batuan.....	23
4.3.2 Porositas	24
4.3.3 Saturasi air.....	25
4.4 Perhitungan Nilai Rata-Rata Sifat Batuan pada Lapangan <i>Cybertron</i>	26
4.4.1 Porositas	26
4.4.2 Saturasi Air.....	26
4.5 Pemodelan Penyebaran Porositas pada Lapangan <i>Cybertron</i>	27
4.6 Pemodelan Penyebaran Saturasi Air pada Lapangan <i>Cybertron</i>	28
4.7 OOIP Lapangan <i>Cybertron</i>	28
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	30
5.1 Kesimpulan.....	30
5.2 Saran.....	30
DAFTAR PUSTAKA	31

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	<i>Logging Unit</i>	4
Gambar 2.2	Contoh <i>Wireline Logging</i> dengan alat Gamma Ray	4
Gambar 2.3	Contoh <i>header log</i>	6
Gambar 2.4	A. <i>vertical scale</i> dan B. <i>horizontal scale</i>	7
Gambar 2.5	SP <i>baseline</i> dengan koreksi pergeseran. a) <i>Original SP log</i> , b) <i>SP manual baseline picking (orange)</i> , c) <i>Automatic SP Top envelope (blue)</i> , d) <i>SP baseline corrected with top envelope</i>	8
Gambar 2.6	<i>Resistivity Log</i>	9
Gambar 2.7	<i>Log GR</i>	10
Gambar 2.8	<i>Density Log</i>	11
Gambar 2.9	<i>Sonic Log</i>	12
Gambar 2.10	<i>Caliper log</i>	13
Gambar 2.11	Hasil Interpretasi well log pada Luhais <i>oil field</i>	14
Gambar 3.1	Diagram Alir Penelitian	17
Gambar 3.2	Model Reservoir Lapangan <i>Cybertron</i> dilihat dari arah timur ...	18
Gambar 4.1	Hasil interpretasi litologi batuan B#2	20
Gambar 4.2	Hasil interpretasi porositas pada sumur B#2	21
Gambar 4.3	Nilai porositas rata-rata pada masing-masing lapisan B#2	21
Gambar 4.4	Hasil interpretasi saturasi air pada sumur B#2	22
Gambar 4.5	Nilai saturasi air rata-rata pada masing-masing lapisan B#2	22
Gambar 4.6	Hasil interpretasi litologi batuan pada sumur B#3	23
Gambar 4.7	Hasil interpretasi porositas pada sumur B#3	24
Gambar 4.8	Nilai porositas rata-rata pada masing-masing lapisan B#3	24
Gambar 4.9	Hasil interpretasi saturasi air pada sumur B#3	25
Gambar 4.10	Nilai saturasi air rata-rata pada masing-masing lapisan B#3	25
Gambar 4.11	Penyebaran porositas pada lapangan <i>Cybertron</i>	27
Gambar 4.12	Penyebaran saturasi air pada lapangan <i>Cybertron</i>	28
Gambar 4.13	Nilai OOIP pada masing-masing lapisan	28

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Nilai porositas efektif dan saturasi air	14
Tabel 3.1	Jadwal Penelitian.....	17
Tabel 3.2	Data Lapangan <i>Cybertron</i>	18
Tabel 4.1	Kedalaman pada setiap lapisan	19
Tabel 4.2	Nilai porositas pada setiap lapisan	26
Tabel 4.3	Nilai saturasi air pada setiap lapisan	26



DAFTAR SINGKATAN

SP	Spontaneus Potential
GR	Gamma Ray
OOIP	Original Oil In Place
RB	Reservoir Barrels
MMSTB	Million Stock Tank Barrels
Mbbl	Thousand Barrels
stb	Stock Tank Barrels



ANALISIS INTERPRETASI DATA PENGUKURAN *LOGGING WHILE DRILLING* UNTUK MENENTUKAN ZONA PRODUKTIF DENGAN MENGGUNAKAN *SOFTWARE INTERACTIVE PETROPHYSICS*

MUHAMMAD YUSUF

NPM 143210682

ABSTRAK

Well logging merupakan teknik pengukuran atau perekaman lubang bor. *Well logging* memberikan informasi mengenai karakteristik fluida dan batuan yang berada di dalam lubang bor. Selain itu *well logging* juga digunakan untuk mengidentifikasi zona produktif, menentukan kedalaman dan ketebalan zona, membedakan antara minyak, gas, atau air di dalam reservoir, dan memperkirakan cadangan hidrokarbon. Tujuan dari penelitian ini adalah melakukan interpretasi data log untuk penentuan litologi dan menganalisis lapisan zona reservoir, serta menghitung *volume* hidrokarbon pada zona produktif. Penelitian ini berfokus pada analisis sumur B#2 dan B#3 Lapangan *Cybertron*. Lapangan *Cybertron* sumur B#2 dan B#3 diinterpretasikan menggunakan *software Interactive Petrophysics (IP)* untuk menentukan litologi dan zona reservoir. Setelah itu data hasil interpretasi tersebut akan diinputkan ke dalam *software Petrel* dan menggabungkannya dengan peta kontur untuk pembuatan model reservoir lapangan *Cybertron*. Dari *software Petrel* akan dilakukan analisis lapisan zona reservoir dan menghitung *volume* hidrokarbon berdasarkan metode volumetrik. Dari penelitian ini litologi batuan pada Lapangan *Cybertron* didominasi oleh *sandstone* dan *shalestone*, akan tetapi ada beberapa zona yang terdapat *siltstone*, zona tersebut merupakan zona yang tidak produktif. Lapangan ini memiliki jumlah lapisan reservoir sebanyak 3 lapisan produktif. Lapisan 1 memiliki nilai porositas rata-rata sebesar 0,220375, nilai Saturasi air rata-rata sebesar 0,31096, dan nilai OOIP sebesar 3.377.023 STB. Lapisan 2 memiliki nilai porositas rata-rata sebesar 0,21498, nilai Saturasi air rata-rata sebesar 0,30169, dan nilai OOIP sebesar 3.448.410 STB. Lapisan 3 memiliki nilai porositas rata-rata sebesar 0,21562, nilai Saturasi air rata-rata sebesar 0,279065, dan nilai OOIP sebesar 687.946 STB.

Kata kunci: *Well Logging*, Litologi Batuan, Cadangan

**INTERPRETATION ANALYSIS OF MEASUREMENT LOGGING
WHILE DRILLING FOR DETERMINING PRODUCTIVE ZONE USING
INTERACTIVE PETROPHYSICS SOFTWARE**

MUHAMMAD YUSUF

NPM 143210682

ABSTRACT

Well logging is a measurement or recording technique for boreholes. Well logging provides information about the characteristics of the fluid and rock that is inside the borehole. Moreover well logging used to identify productive zones, determine the depth and thickness of zones, differentiate between oil, gas or water in reservoirs, and estimate hydrocarbon reserves. The purpose of this study is to interpret log data for lithology determination, analysis of reservoir zone layers, and calculate hydrocarbon volumes in the productive zone. This research focuses on the analysis of B # 2 and B # 3 Cybertron Fields. B # 2 and B # 3 wells of Cybertron Field interpreted using Interactive Petrophysics (IP) software to determine lithology and reservoir zones. After that, the interpretation data will be entered into the Petrel software and combined it with a contour map for making the Cybertron field reservoir model. Petrel software will analyze reservoir zone layers and calculate hydrocarbon volumes based on volumetric methods. From this research, the lithology of rocks in the Cybertron Field is dominated by sandstone and shalestone, but there are several zones contained in siltstone, these zones are unproductive. This field has a total of 3 layers of reservoir productive layer. The first layer has an average porosity value of 0,220375, an average water Saturation value of 0,31096, and an OOIP value of 3.377.023 STB. The second layer has an average porosity value of 0,21498, an average water Saturation value of 0,30169, and an OOIP value of 3.448.410 STB. The third layer has an average porosity value of 0,21562, an average water Saturation value of 0,279065, and an OOIP value of 687.946 STB.

Keywords: Well Logging, Lithology, Reserves

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Analisis sifat petrofisika sangat penting untuk dilakukan dalam mendeskripsikan karakteristik batuan reservoir seperti litologi, porositas, permeabilitas, dan saturasi fluida. Analisis ini juga berguna dalam mengidentifikasi potensi interval reservoir, membedakan jenis fluida dalam reservoir, dan memperkirakan cadangan hidrokarbon (Saadu & Nwankwo, 2018; Lyaka & Mulibo, 2018; Dell'Aversana, Bernasconi, Miotti, & Rovetta, 2011).

Menurut Javid (2013) jika data *core* tidak tersedia untuk mendefinisikan sifat petrofisika pada suatu reservoir, dapat dilakukan dengan menggunakan data *well log*. *Well log* merupakan alat yang ampuh untuk memahami litologi, analisis petrofisika, saturasi fluida, dan estimasi cadangan. Interpretasi *well log* yang baik memberikan hasil yang lebih akurat ketika data log digabungkan dengan data *core*. *Gamma ray log* (GR), *spontaneous potential log* (SP), dan *caliper log* digunakan untuk korelasi kedalaman dan identifikasi zona permeabel serta untuk mengidentifikasi fasies yang sama di dalam sumur. *Density logs*, *neutron logs*, *sonic logs* digunakan untuk menghitung porositas pada setiap titik. *Resistivity logs* digunakan untuk menghitung *water saturation* (Mennan, 2017).

Mayoritas hidrokarbon yang diproduksi didapat dari akumulasi di pori-pori batuan berpori dan permeabel. Ruang pori ini adalah fungsi dari porositas batuan yang merupakan parameter petrofisika yang sangat penting. Saturasi fluida adalah berapa banyak minyak, air, dan gas yang berada di ruang pori batuan dan sangat penting untuk menentukan distribusi fluida di reservoir (Saadu & Nwankwo, 2018). Selain itu perkiraan cadangan pada suatu reservoir juga perlu dilakukan untuk mengetahui seberapa lama umur produksi reservoir. Perkiraan cadangan dapat dilakukan dengan menggunakan metode volumetrik berdasarkan data sifat batuan, fluida, dan geometri dasar reservoir untuk menghitung jumlah volume hidrokarbon yang ada dan jumlah yang dapat dipulihkan dengan bantuan persamaan matematika (TUĞAN, 2010).

Pada penelitian ini akan dilakukan interpretasi *well log* menggunakan *software* Interactive Petrophysics (IP) untuk menentukan litologi dan zona reservoir, serta menganalisis lapisan zona reservoir dengan menggunakan *software* Petrel pada lapangan *Cybertron* sumur B#2 dan B#3.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penulisan dari Tugas Akhir ini adalah:

1. Interpretasi data log lapangan *Cybertron* pada sumur B#2 dan sumur B#3 untuk penentuan litologi dan zona reservoir.
2. Analisis lapisan zona reservoir untuk menghitung *volume* hidrokarbon pada zona produktif.

1.3 Manfaat Penelitian

Berdasarkan penelitian yang akan dilakukan dapat memberikan berbagai manfaat diantaranya yaitu:

1. Dapat menjadi referensi bagi mahasiswa dalam penelitian selanjutnya mengenai interpretasi *well logging* dan cadangan pada suatu lapangan.
2. Dapat menjadi referensi bagi perusahaan tempat peneliti melaksanakan tugas akhir.

1.4 Batasan Masalah

Agar penelitian ini tidak menyimpang dari pokok permasalahan yang dianalisis, maka didalam penelitian ini dibatasi pada beberapa hal yang menyangkut tentang interpretasi *well logging* dan penentuan cadangan lapangan *Cybertron*:

1. Tidak menghitung *recovery factor* karena tidak ada data produksi.
2. Penentuan cadangan menggunakan metode *volumetric*.
3. Perhitungan dilakukan menggunakan *software* Interactive Petrophysics (IP) dan Petrel.

BAB II

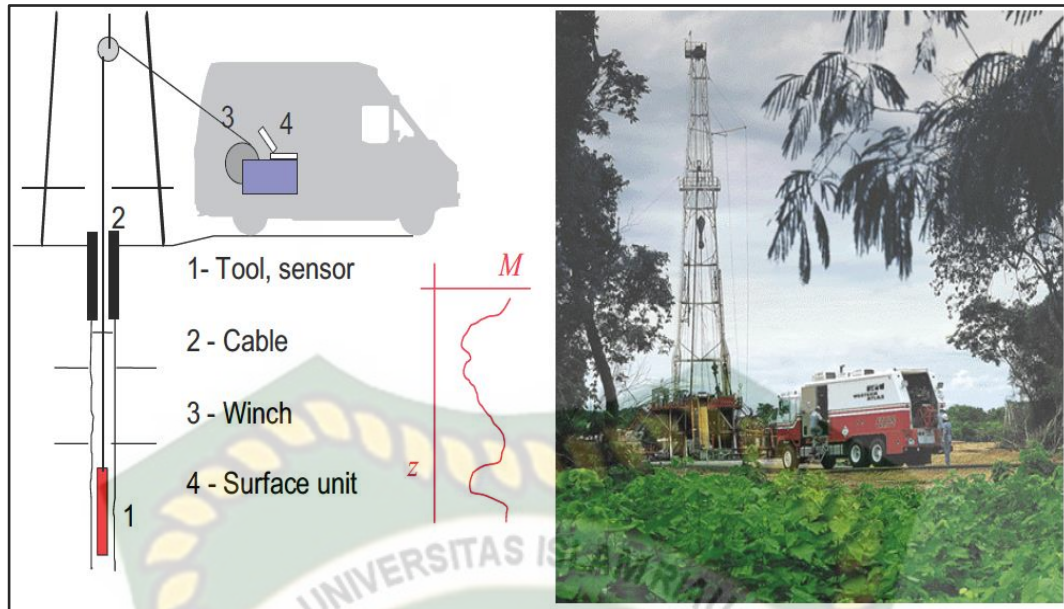
TINJAUAN PUSTAKA

Alhamdulillah kita telah diberi kesempatan oleh Allah SWT. untuk menjalani kehidupan di bumi ini dengan segala rahmat dan nikmat rezeki- Nya yang telah tersedia, sebagaimana Allah SWT. yang dimana telah diciptakannya langit dan bumi sebagai mana Allah SWT telah berfirman dalam QS. Saad ayat:27 yang artinya:”Dan kami tidak menciptakan langit dan bumi dan apa yang ada antara keduanya tanpa hikmah, yang demikian itu adalah anggapan orang-orang kafir maka celakalah orang-orang kafir itu,karena mereka akan masuk neraka”.

Dimana pada QS AL-Mulk ayat 15 menyatakan bahwa “Dia-lah yang menjadikan bumi untuk kalian yang mudah dijelajahi,maka jelajihilah di segala penjurunya dan makanlah sebagian dari rezekinya-lah kamu (kembali setelah) dibangkitkan” dari beberapa ayat tersebut mengisyaratkan bahwasanya allah telah menciptakan langit dan bumi untuk kita manusia hidup dan pada ayat berikutnya yang dimana mengatakan bahwasanya Allah SWT telah menjadikan bumi ini mudah untuk dijelajahi agar manusia mampu untuk bekerja dan berusaha mendapatkan rezeki darinya.

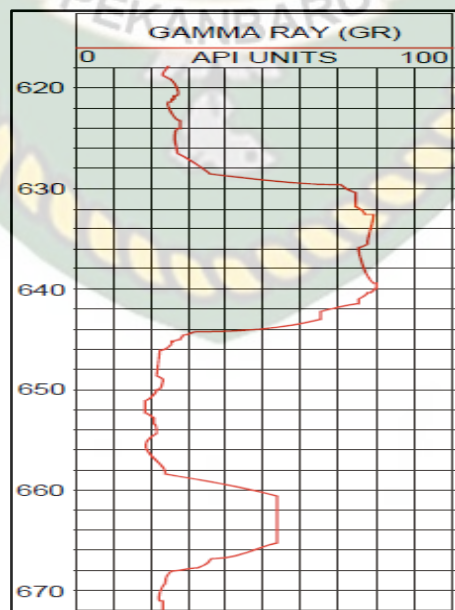
2.1 *Well Logging*

Pada tahun 1927 Schlumberger bersaudara membuat pengukuran resistivitas listrik pertama di sumur minyak dekat Pechelbronn/Alsace. Mereka menyebut teknologi baru ini dengan nama *electrical coring* atau *electrolog*. Teknologi ini yang menjadi dasar *logging* hingga saat ini (Jurgen, 2015). *Well Logging* membantu dalam menetapkan karakteristik batuan, seperti litologi, porositas, permeabilitas, saturasi, dan sebagainya. Selain itu data dari *well logging* juga digunakan untuk mengidentifikasi zona produktif, menentukan kedalaman dan ketebalan zona, membedakan antara minyak, gas, atau air di dalam reservoir, dan memperkirakan cadangan hidrokarbon. (Jurgen, 2015; Bateman, 2012)



Gambar 2.1 Logging Unit (Jurgen, 2015)

Wireline logging terdiri dari probes, cable dengan winch, sensor, dan surface measuring and control unit yang dapat dilihat pada gambar 2.1 (Jurgen, 2015). Wireline logging adalah bentuk logging konvensional yang menggunakan alat ukur yang tergantung pada kabel atau kawat yang menanggungkan alat dan membawa data kembali ke permukaan. Data terukur dicatat sebagai fungsi kedalaman. Bentuk yang dicetak atau ditampilkan dari data yang diukur adalah kurva log yang secara visual mewakili variasi kuantitas fisik. (Glover, 2000).



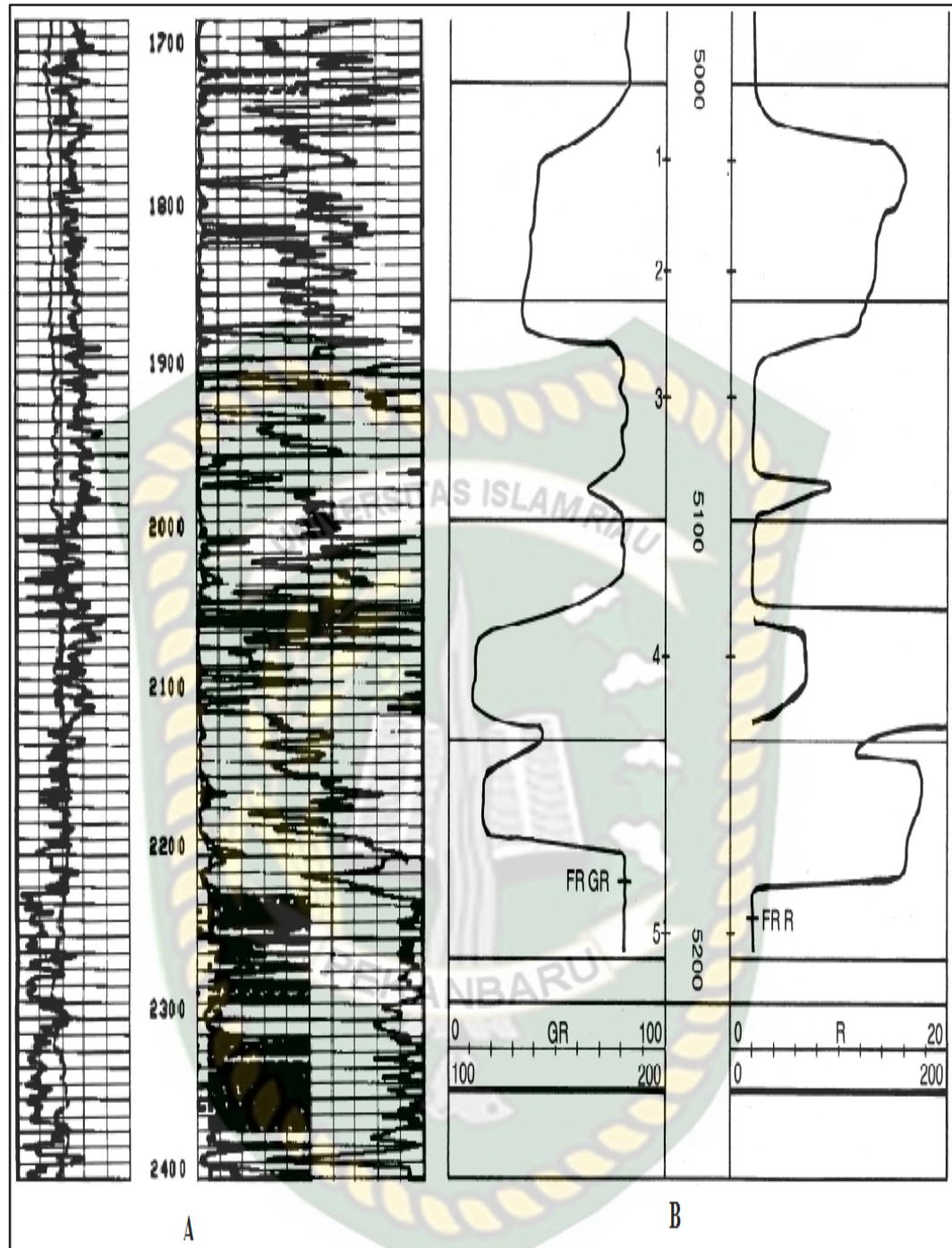
Gambar 2.2 Contoh Wireline Logging dengan alat Gamma Ray (Glover, 2000)

Perkembangan terkini juga memungkinkan beberapa pengukuran dilakukan selama pengeboran, seperti *measurement while drilling* (MWD) dan *logging while drilling* (LWD) (Jurgen, 2015; Selley & Sonnenberg, 2015; Bateman, 2012; Glover, 2000). MWD mengacu pada pengukuran dan perekaman lubang bor secara *real time* yang ditransmisikan melalui *mud fluid*, sedangkan LWD mengacu pada formasi geologi yang dibuat pada saat proses pengeboran berlangsung yang disimpan dalam memori (Bateman, 2012; Glover, 2000).

Data yang diperoleh setelah *logging* berupa *chart log*. Dimana terdapat beberapa bagian pada *chart log* yang terdiri dari *header*, *vertical scale*, *horizontal scale* (Johnson & Pile, 2006). Pada gambar 2.3 merupakan contoh *header log* yang berisi 1. *Logging company*, 2. *Operating company* (operator), 3. *Specific well information*, 4. *Type or kind of log run*, 5. *Other logs or surveys run on the well*, 6. *Equipment information*, 7. *Personnel information*, 8. *Remarks section for noting any unusual conditions or occurrences during the logging job*, 9. *Log scales and curve identification*.

1	Dual Induction/SFL W/GR																			
	CSU																			
2	Company: ABC Petroleum Corp. Well: Mabel #1 Field: Wildcat County: Shawnee State: Kansas Nation: USA Location: N/2 SW	5																		
3	SEC. 5 TWP: 12N RGE: 12 W Permanent Datum: GL Elevations — Elev. of Perm. Datum: 1501.0 F KB: 1513.0 F Log Measured From: KB DF: 1511.0 F 12.0 F Above Perm. Datum GL: 1501.0 F Orig. Measured From: KB Date: 24 SEP 86 Run No: 1	Other Services — Dil/Sll W/Gr Ldt/Cnl W/Gr MI W/Gr Dwq Lognet Lss Program Tape No: 28.2																		
	Depth-Driller: 5033.0 F Depth-Logger: 5033.0 F BTM Log Interval: 5027.0 F Top Log Interval: 536.0 F Casing-Driller: 533.0 F Casing-Logger: 536.0 F Casing: 8 7/8" Weight: 24.0000 Lb/F Bit Size: 7 7/8" Depth:																			
3	Type Fluid in Hole: Chemical Density: 9.20 Lb/G Viscosity: 57.0 S pH: 9.0 Fluid Loss: 8.0 C3 Source of Sample: Flowline RM: 2.290 OHMM at 80.0 Deg F RMF: 1.900 OHMM at 75.0 Deg F RMC: 1.680 OHMM at 80.0 Deg F Source RMF/RMC: Meas/Calc RM at BHT: 1.337 OHMM at 142. Deg F RMF at BHT: 1.058 OHMM at 142. Deg F RMC at BHT: .981 OHMM at 142. Deg F Time Circ. Stopped: 6:00 9/24 Time Logger on BTM.: 10:22 9/24 Mx. Rec. Temp: 142.0 Deg F																			
6	Logging Unit No: 8302 Logging Unit Loc: Liberal Recorded By: Jack Dunne Witnessed By: Jim Smith																			
7	Remarks: Chlorides 1100 PPM 1.5 Inch Standoffs Used on Dual Induction SP Shift 6284																			
8	Equipment Numbers — DIC-DA 1194 DIS-EC 1109 SGC-JC 2649 NLM-BC 546 IEM-BD 1308																			
9	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 33%;">GR (GAP)</td> <td style="width: 33%;">SFL (OHMM)</td> <td style="width: 33%;"></td> </tr> <tr> <td>150.00 300.00</td> <td>0.0 50.000</td> <td></td> </tr> <tr> <td>GR (GAP)</td> <td>ILD (OHMM)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>0.0 150.00</td> <td>0.0 50.000</td> <td></td> </tr> <tr> <td>SP (MV)</td> <td>CILD (MHQ)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>-160.0 40.000</td> <td>1000.0 0.0</td> <td></td> </tr> </table>	GR (GAP)	SFL (OHMM)		150.00 300.00	0.0 50.000		GR (GAP)	ILD (OHMM)		0.0 150.00	0.0 50.000		SP (MV)	CILD (MHQ)		-160.0 40.000	1000.0 0.0		
GR (GAP)	SFL (OHMM)																			
150.00 300.00	0.0 50.000																			
GR (GAP)	ILD (OHMM)																			
0.0 150.00	0.0 50.000																			
SP (MV)	CILD (MHQ)																			
-160.0 40.000	1000.0 0.0																			

Gambar 2.3 Contoh header log (Johnson & Pile, 2006)



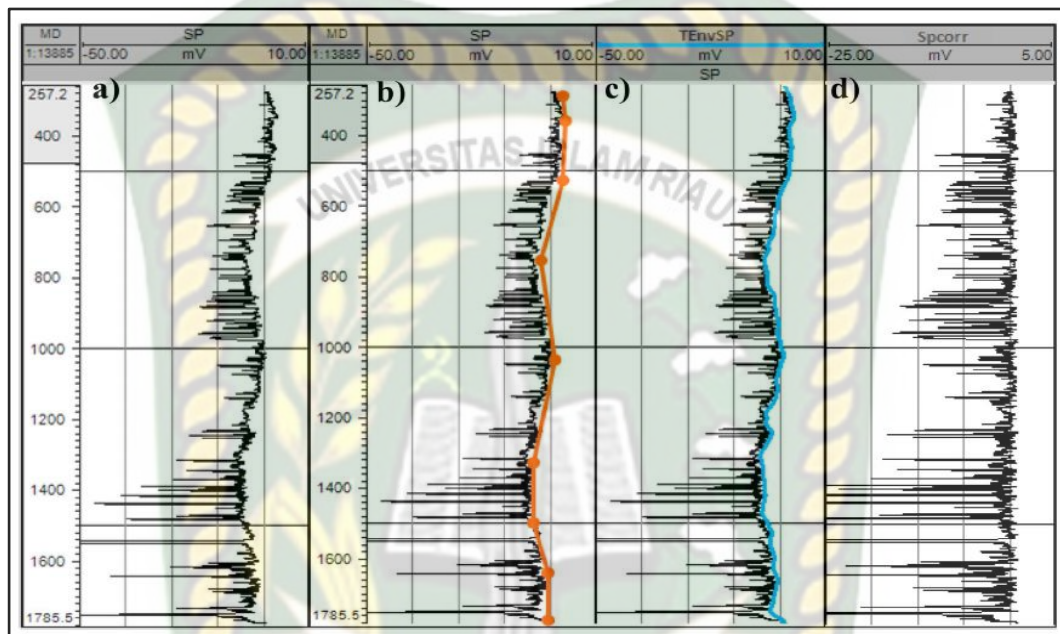
Gambar 2.4 A. *vertical scale* dan B. *horizontal scale* (Johnson & Pile, 2006)

Bagian *vertical scale* dari *log* mewakili kedalaman sumur dan mencatat kedalaman formasi (gambar 2.4 bagian A), sedangkan pada *horizontal scale* merupakan skala pengukuran *log* tergantung dari jenis *log* yang digunakan (gambar 2.4 bagian B) (Johnson & Pile, 2006).

2.2 Jenis-Jenis Log

2.2.1 Spontaneous Potential Log

Spontaneous Potential (SP) log mengukur perbedaan potensial yang ada antara lubang bor dan permukaan dengan menggunakan elektroda yang dimasukkan ke dalam lubang bor dan elektroda referensi di permukaan. *Log* ini mendeteksi formasi yang *permeable*, menentukan nilai *resistivity water*, dan parameter lainnya (Glover, 2000).

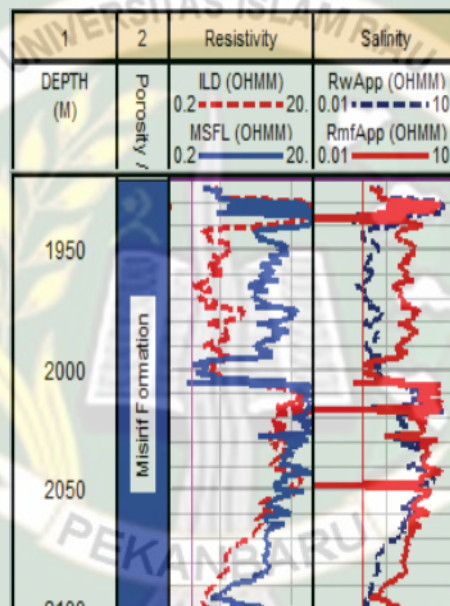


Gambar 2.5 SP baseline dengan koreksi pergeseran. a) *Original SP log*, b) *SP manual baseline picking (orange)*, c) *Automatic SP Top envelope (blue)*, d) *SP baseline corrected with top envelope*. (Saccomano & Limeres, 2017)

Saccomano & Limeres (2017) melakukan suatu penelitian penggunaan log SP sebagai *SP baseline correction* yang dapat dilihat pada gambar 2.5. Dalam kasus diatas *sand fluctuations* mengarah ke kiri yang memberikan nilai negatif (gambar 2.5 a), yang merupakan *top envelope* (TEnvSP). Prosedur tradisional adalah memilih nilai *shale* secara manual pada posisi kedalaman tertentu, dan menyisipkan titik (gambar 2.5 b). Hal ini harus dilakukan untuk setiap sumur secara individual. Mereka menghitung TEnvSP otomatis untuk *shale baseline* dengan nilai 10 meter untuk nilai maksimum, dan 20 meter untuk langkah *smoothing* (gambar 2.5 c). Oleh karena itu, dapat dengan cepat melakukan perubahan *baseline multiwell* (gambar 2.5 d).

2.2.2 Resistivity Log

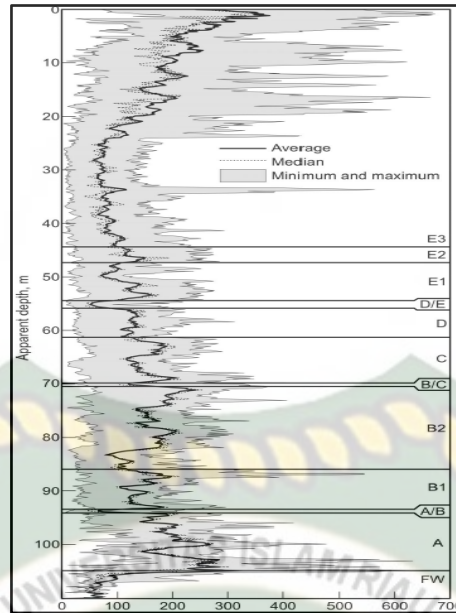
Resistivity log merupakan *log* listrik yang digunakan untuk menentukan zona hidrokarbon dan zona air, mengindikasikan zona permeabel, dan menentukan resistivitas porositas. Karena matriks batuan non-konduktif, kemampuan batuan menghantarkan listrik hampir semuanya merupakan fungsi dari air formasi. Hadirnya hidrokarbon yang juga tidak konduktif, menyebabkan resistivitas batuan akan bertambah. Alat-alat yang digunakan untuk mencari nilai resistivitas (R_t) terdiri dari dua kelompok yaitu Laterolog dan Induksi, yang umum dikenal sebagai *log* resistivitas adalah *Deep Induction Log* (DIL), *Deep Lateral Log* (DLL), *Micro Spherical Focused Logs* (MSFL) (Kadhim, Samsuri, & Idris, 2014).



Gambar 2.6 Resistivity Log (Kadhim, Samsuri, & Idris, 2014)

2.2.3 Gamma Ray Log

Gamma Ray (GR) *log* digunakan untuk mengukur radiasi gamma alami yang dipancarkan oleh *radioactive isotopes of uranium* (U), *thorium* (Th), dan *potassium* (K) yang menyebabkan nilai sinar gamma tertinggi untuk *shales*, termasuk yang kaya organik, dan gunung berapi Abu. Nilai rendah ditemukan dalam anhidrit, batubara, *clean sandstones*, dolomit, *limestone*, dan halit. *Log GR* bisa digunakan untuk mengidentifikasi litologi dan untuk mengkorelasi zona (Plado, Ots, & Puura, 2016).

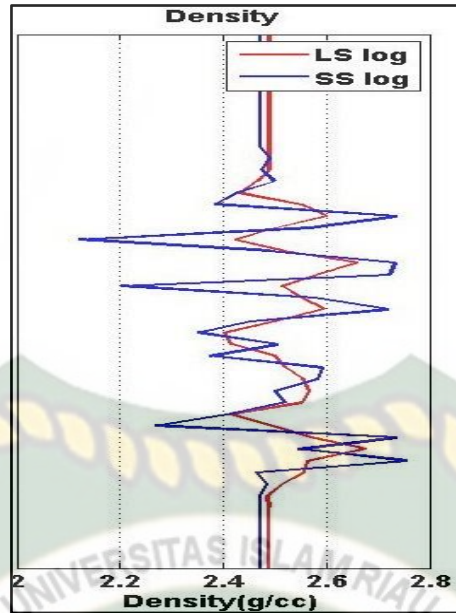


Gambar 2.7 Log GR (Plado, Ots, & Puura, 2016)

Pada gambar 2.7 menunjukkan respon yang berbeda dari *log GR* terhadap berbagai jenis litologi. Respon yang berbeda terjadi karena komposisi radioaktivitas juga berbeda. *Sand* cenderung memiliki sejumlah kecil unsur radioaktif, oleh karena itu respons *gamma ray* juga terbatas. Akibatnya, *log GR* membelok ke kiri (Usman & Haris, 2019).

2.2.4 *Density Log*

Density log mencatat *bulk density* suatu formasi. *Log* tersebut diskalakan secara linear dalam *bulk density* (g/cm^3). *Density log* didasarkan pada fenomena fisik *gamma ray scattering* sebagai fungsi dari *bulk density* suatu lingkungan yang diradiasi oleh *gamma ray*. *Density log* dapat digunakan secara kuantitatif, untuk menghitung porositas dan secara tidak langsung untuk menentukan hidrokarbon. Secara kualitatif, berguna sebagai indikator litologi, serta identifikasi mineral tertentu, penilaian kandungan *source rock* dan identifikasi *overpressure* dan *fracture porosity* (Horsfall, Omubo-Pepple, & Tamunobereton-ari, 2013).



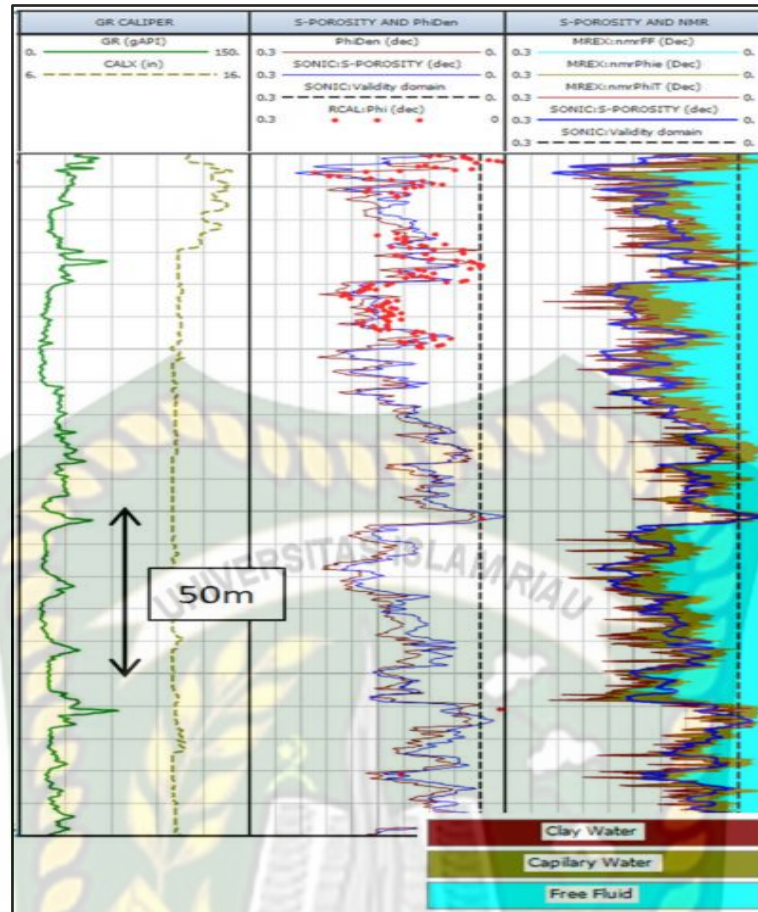
Gambar 2.8 *Density Log* (Horsfall,, Omubo-Pepple, & Tamunobereton-ari, 2013)

2.2.5 *Neutron Log*

Neutron log digunakan untuk memperoleh estimasi porositas formasi. Prinsip pengukuran didasarkan pada fakta bahwa hidrogen adalah elemen yang paling kuat memperlambat *neutron* dalam formasi. Karena hidrogen dalam formasi biasanya dalam bentuk hidrokarbon atau air dan cenderung terjadi dalam ruang pori, korelasi dengan porositas formasi dapat dengan mudah dibuat. Dalam praktiknya, *neutron* detektor ganda digunakan untuk mendapatkan porositas formasi. Detektor yang lebih dekat ke sumber digunakan untuk memberikan efek lubang bor dan efek batuan pada detektor yang jauh dengan rasio laju penghitungan dekat ke jauh (Wu, Tong, Xiao, & Wang, 2013)

2.2.6 *Sonic Log*

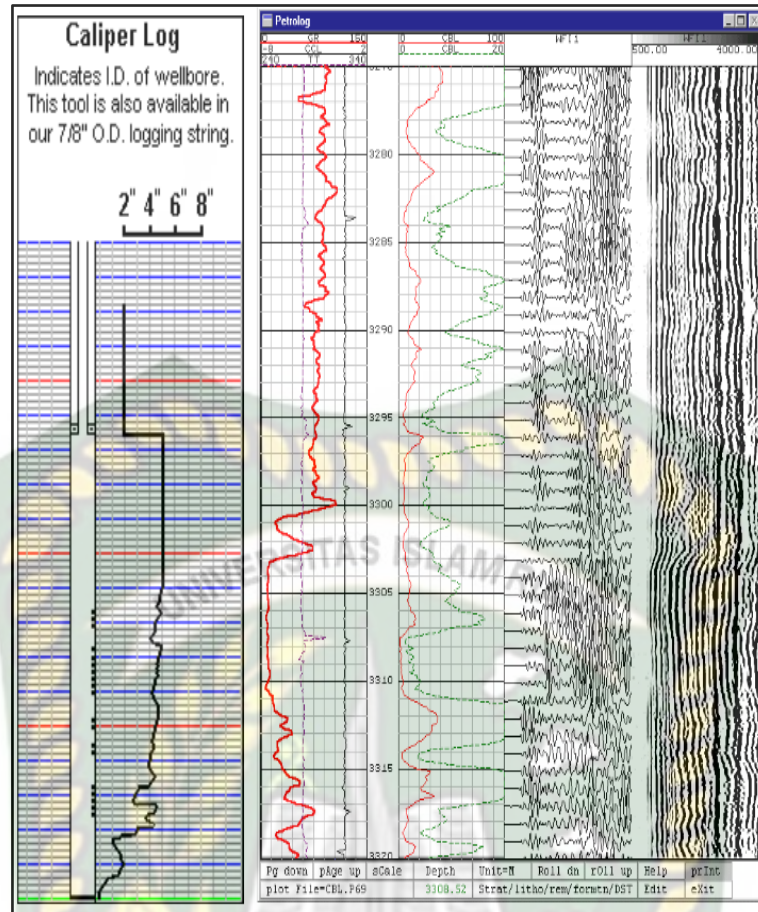
Sonic log digunakan untuk pengukuran kelambatan gelombang mekanik (kebalikan dari kecepatan) di seluruh formasi, yang dihasilkan oleh sumber yang terletak di dalam alat yang direndam dalam lubang bor. Kecepatan gelombang dalam formasi akan tergantung pada matriks dan komposisi fluida, porositas, geometri pori dan tegangan batuan (Silva, Beneduzi, Nassau, & Rossi, 2019).



Gambar 2.9 Sonic Log (Silva, Beneduzi, Nassau, & Rossi, 2019)

2.2.7 Caliper Log

Caliper log digunakan untuk mengukur diameter sumur dan perubahannya setiap kedalaman. *Log* ini bekerja dengan menggunakan satu atau lebih lengan pegas (*arms*) yang ditekan pada dinding sumur bor saat alat diangkat dari bagian bawah sumur. Lengan bergerak masuk dan keluar dari dinding bor dan gerakan alat tersebut direkam secara elektrik dan ditransmisikan ke peralatan rekaman dipermukaan. Alat multi-lengan memberikan resolusi yang lebih baik dari bentuk lubang daripada alat tunggal. Hasil *caliper log* dapat digunakan oleh *drillers* untuk menghitung jumlah semen yang akan digunakan dalam pekerjaan penyemenan. *Caliper log* juga digunakan sebagai tambahan pada *log* litologi ketika menafsirkan geologi sumur (Ofwona, 2013).

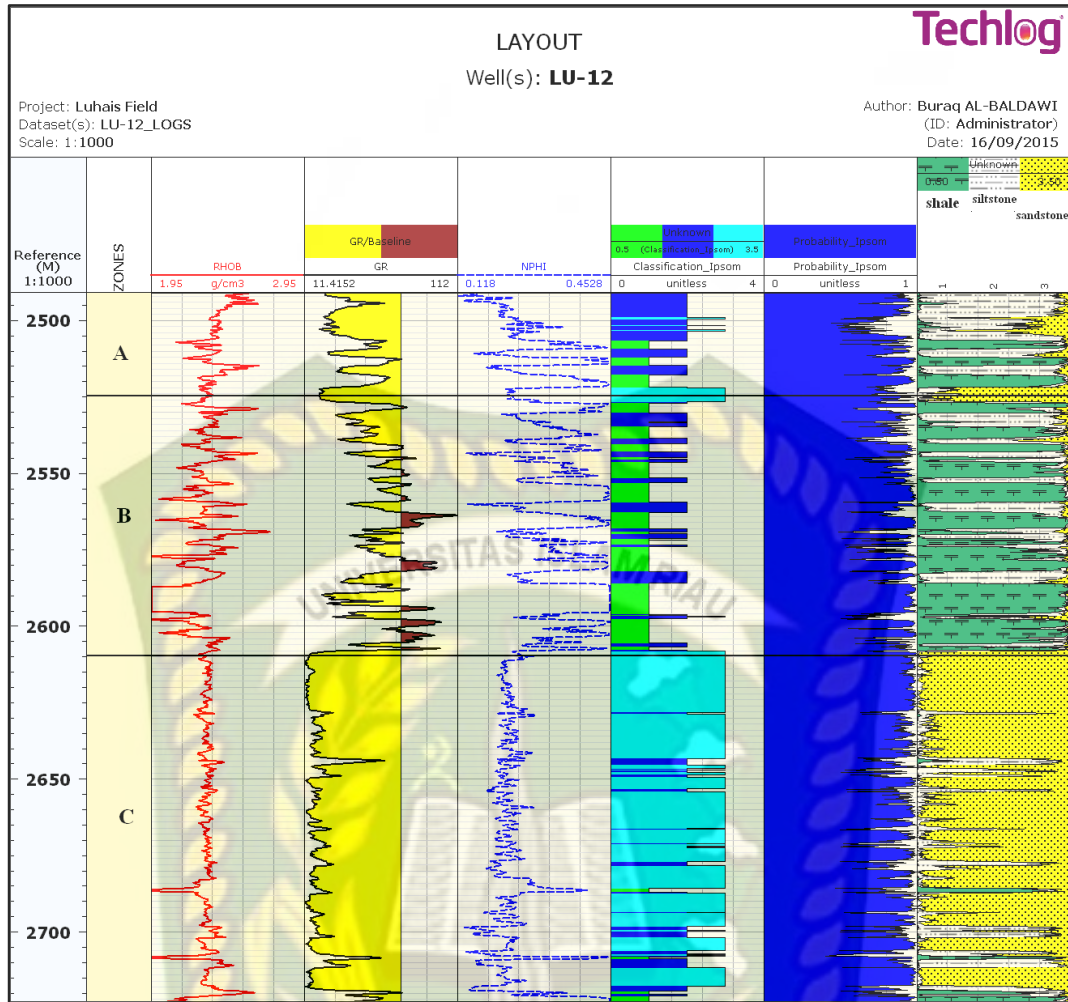


Gambar 2.10 Caliper log (Ofwona, 2013)

2.3 Penentuan Sifat Petrofisika

Dalam mendefinisikan sifat petrofisika pada reservoir dapat dilakukan dengan menginterpretasikan data-data yang didapat dari hasil *well log* jika data *core* tidak tersedia (Javid, 2013). Menurut Al-Baldawi (2016) memahami litologi reservoir merupakan fondasi dari semua perhitungan petrofisika lainnya. Untuk membuat perhitungan petrofisika yang akurat tentang porositas dan saturasi air, berbagai litologi dari interval reservoir harus diidentifikasi dan implikasinya dipahami.

Al-Baldawi (2016) melakukan suatu penelitian mengenai *formation lithology* dengan mengkorelasikan data yang didapat dari *well log* menggunakan *software* Techlog pada Luhais *oil field* di Irak, dimana pada lapangan tersebut terdapat 3 jenis batuan diantaranya *shale*, *sandstone*, dan *siltstone* yang dapat dilihat pada gambar 2.11.



Gambar 2.11 Hasil Interpretasi well log pada Luhais oil field (Al-Baldawi, 2016)

Torres, et al. (2019) melakukan suatu penelitian mengenai interpretasi nilai porositas dan saturasi air yang berasal dari well log pada shale reservoir yang dapat dilihat pada tabel 2.1. Pada kedalaman 150 – 402 ft memiliki nilai porositas rata-rata sebesar 0,062 dan nilai saturasi sebesar 0,10 – 0,46.

Tabel 2.1 Nilai porositas efektif dan saturasi air

	Top	Bottom	Min	Max	Std Dev	Avg
PHIE	150 ft	402 ft	0,0001	0,198	0,042	0,062
SW	150 ft	402 ft	0,10	0,46		

Sumber : Torres, et al. (2019)

2.4 Penentuan Cadangan Dengan Metode Volumetrik

Cadangan diperkirakan dengan *volume crude oil, condensate, natural gas, natural gas liquids*, dan zat terkait yang diantisipasi dapat dipulihkan secara komersial dari akumulasi yang diketahui sejak tanggal tertentu, dalam kondisi ekonomi saat ini, dengan operasi yang telah ditetapkan, dan berdasarkan peraturan pemerintah saat ini. Estimasi cadangan didasarkan pada data geologis dan/atau teknik yang tersedia pada saat estimasi. Estimasi cadangan merupakan proses dimana hidrokarbon yang dapat diperoleh secara ekonomi di lapangan, area, atau wilayah dievaluasi secara kuantitatif (Rasheed & Kulkarni, 2016). Perhitungan cadangan dengan metode volumetrik menggunakan sifat batuan, fluida, dan geometri dasar reservoir untuk menghitung jumlah volume hidrokarbon yang ada dan jumlah yang dapat dipulihkan dengan bantuan persamaan matematika (TUĞAN, 2010).

Original Oil In Place (OOIP) merupakan jumlah total minyak mula-mula yang terdapat didalam suatu reservoir sebelum reservoir tersebut diproduksi (Igbokwe, 2011; Vardcharragosad, 2011), diperoleh persamaan :

$$OOIP = \frac{7758 \times A \times H \times \phi \times (1-S_w)}{B_o} \text{ (stb)} \dots \dots \dots (1)$$

Nilai 7758 pada persamaan OOIP diatas, digunakan untuk melakukan konversi satuan dari acre-ft ke dalam satuan RB (Vardcharragosad, 2011).

Igbokwe (2011) melakukan suatu penelitian perhitungan OOIP pada Niger *Delta Oil Field Z* menggunakan metode volumetrik dan membandingkannya dengan *software* MBAL, dimana hasil dari perhitungan cadangan pada lapangan tersebut sebesar 43,75 MMSTB sedangkan dengan menggunakan MBAL memiliki hasil sebesar 26,5 MMSTB. Peneliti tersebut juga menyarankan untuk melakukan perhitungan menggunakan *software* Eclipse dikarenakan kurang akuratnya *software* MBAL dalam perhitungan cadangan.

Dechongkit & Prasad (2011) melakukan suatu penelitian mengenai perhitungan OOIP menggunakan metode volumetrik pada lapangan Antelope, Sanish, dan Parshall. Pada lapangan Antelope didapatkan OOIP sebesar 27,433 Mbbl, pada lapangan Sanish didapatkan OOIP sebesar 19,440 Mbbl, dan pada lapangan Parshall didapatkan OOIP sebesar 11,292 Mbbl.

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian

Lapangan *Cybertron* memiliki 3 sumur produksi yaitu B#1, B#2, dan B#3. Pada penelitian ini, peneliti akan melakukan analisis pada sumur B#2 dan B#3 saja, karena sumur B#1 yang tidak ada *trajectory* dan data lognya. Data *well log* dengan format LAS dari Lapangan *Cybertron* sumur B#2 dan B#3 diinterpretasikan menggunakan *software* Interactive Petrophysics (IP) untuk menentukan litologi dan zona reservoir. Setelah itu data hasil interpretasi tersebut akan diinputkan ke dalam *software* Petrel dan menggabungkannya dengan peta kontur untuk pembuatan model reservoir lapangan *Cybertron*. Dari *software* Petrel akan dilakukan analisis lapisan zona reservoir dan menghitung *volume* hidrokarbon berdasarkan metode volumetrik pada *software* tersebut. Perhitungan *volume* hidrokarbon pada Lapangan *Cybertron* tidak dilakukan dengan menggunakan data produksi, karena data tersebut tidak tersedia sehingga *volume* hidrokarbon terbaru saat ini tidak diketahui.

3.2 Tempat Penelitian/Pengambilan Data

Data yang digunakan untuk penelitian berasal dari BOB PT. BSP Pertamina Hulu berupa data *well logging* lapangan *Cybertron* sumur B#2 dan B#3, peta kontur, dan karakteristik fluida reservoir. Setelah data diperoleh, penelitian dilakukan di Laboratorium Simulasi Reservoir Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.

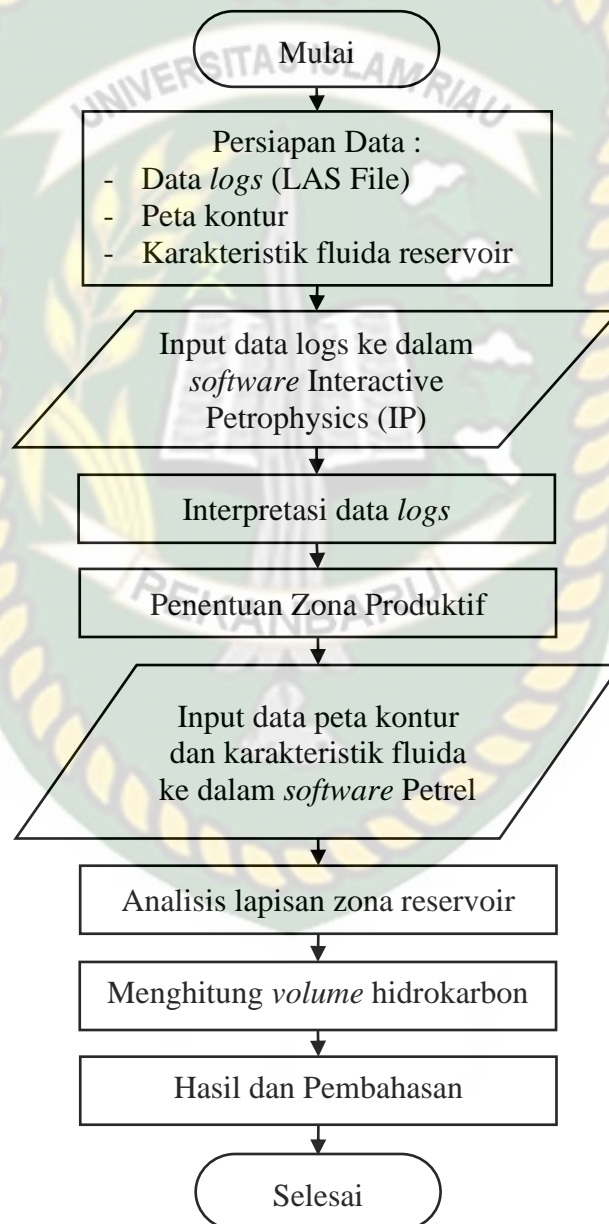
3.3 Jadwal Penelitian

Penelitian ini akan dilakukan selama 3 bulan yang dimulai dari bulan Maret 2020 sampai dengan Mei 2020 yang dapat dilihat pada tabel 3.1.

Tabel 3.1 Jadwal Penelitian

No	Jenis Kegiatan	Waktu Pelaksanaan (Minggu)											
		Maret 2020				April 2020				Mei 2020			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Studi Literatur	■	■	■									
2	Pembuatan Model				■	■							
3	Pengujian Skenario							■	■	■			
4	Hasil dan Pembahasan										■	■	■

3.4 Alur Penelitian (*Flowchart*)



Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

3.5 Jenis Penelitian

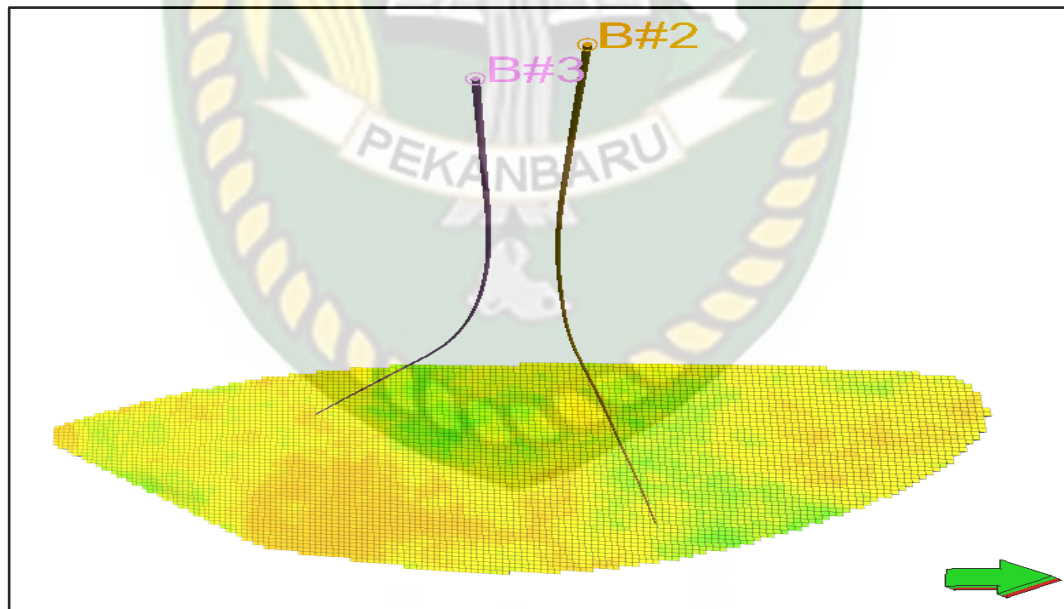
Penelitian ini dilakukan dengan metode *simulation research*, dimana simulator yang digunakan adalah Interactive Petrophysics (IP) dan Petrel. Data yang digunakan dalam penelitian adalah data sekunder yang berasal dari BOB PT. BSP Pertamina Hulu.

3.6 Data Lapangan *Cybertron*

Lapangan *Cybertron* merupakan lapangan minyak yang ditemukan pada Oktober 1995. Lapangan ini terletak di Provinsi Riau dan pada saat ini dikelola oleh BOB PT. BSP Pertamina Hulu. Lapangan ini memiliki 3 sumur produksi yaitu B#1, B#2, dan B#3.

Tabel 3.2 Data Lapangan *Cybertron*

	B#2	B#3
Luas Area Reservoir (ACRE)	267	64
Volume Reservoir (ACFT)	3.006	512
Faktor Volume Formasi Minyak (RB/STB)	1,0790	1,0790



Gambar 3.2 Model Reservoir Lapangan *Cybertron* dilihat dari arah timur

Pada tabel 3.2 merupakan data lapangan *Cybertron* sumur B#2 dan B#3. Dimana model reservoir dari lapangan ini dapat dilihat pada gambar 3.2.

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

Penelitian terhadap karakteristik reservoir untuk menentukan lapisan produktif dilakukan pada lapangan *Cyberton*. Adapun sumur yang diteliti datanya adalah sumur B#2 dan B#3. Dari kedua sumur tersebut akan diteliti lebih lanjut data Log dan parameter yang akan dilakukan analisa adalah parameter Volume Shale (V_{sh}), Porositas, dan Saturasi air menggunakan metode archie. Kemudian setelah diketahui parameter tersebut akan dilakukan perhitungan OOIP menggunakan Simulator Petrel, penggunaan simulator Petrel dilakukan karena data yang digunakan merupakan data yang heterogen dan diketahui data *water oil contact* sehingga penggunaan simulator petrel dapat menambah keakuratan hasil.

4.1 Letak Reservoir

Letak Reservoir pada data Log sangat dipengaruhi oleh bentuk sumur, pada penelitian ini sumur B#2 dan B#3 merupakan sumur *directional* yang mana kita harus menentukan titik *True Vertical Depth* (TVD) dan *Measured Depth* (MD) agar pembacaan log menjadi lebih tepat. Tabel dibawah ini merupakan tabel kedalaman reservoir terhadap MD dari masing-masing Sumur.

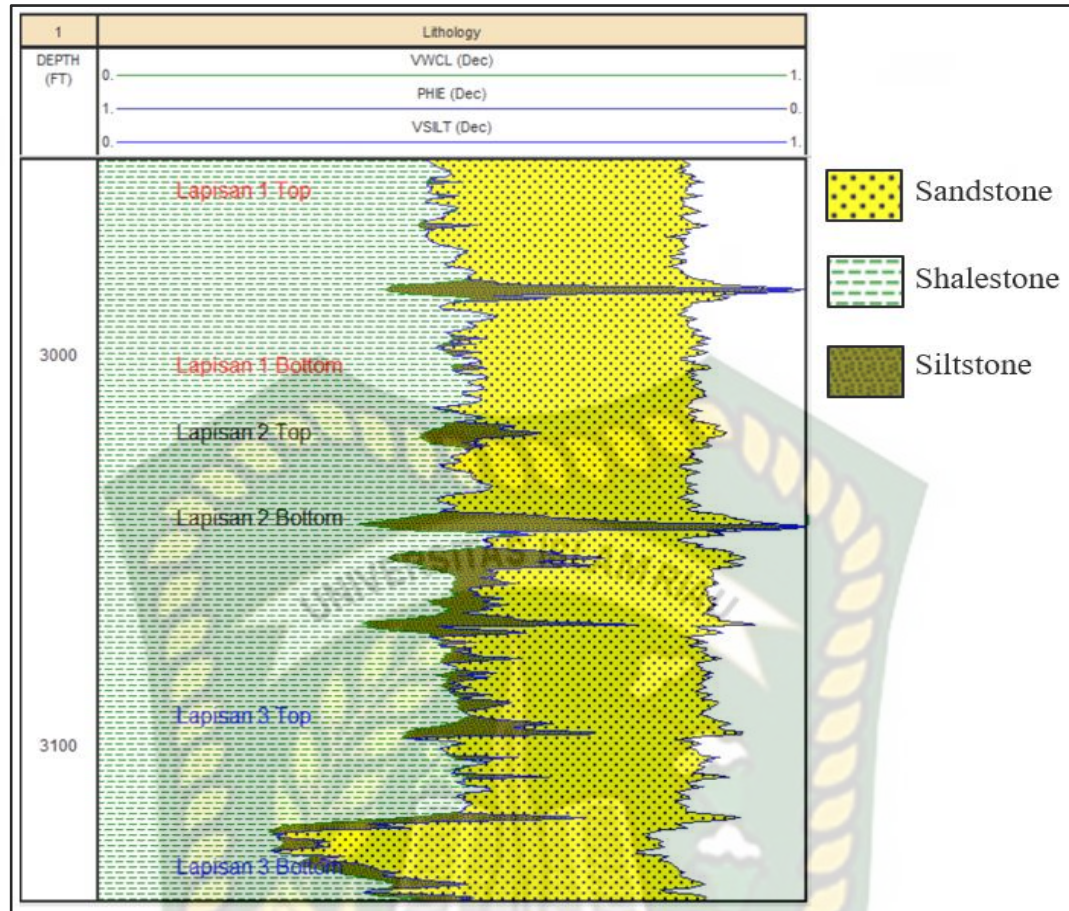
Tabel 4.1 Kedalaman pada setiap lapisan

	TVD	MD (B#2)	MD (B#3)
Lapisan 1	2.090 – 2.115 ft	2.957,6 – 2.999,7 ft	2.867,2 – 2.899 ft
Lapisan 2	2.125 – 2.140 ft	3.016,6 – 3.041,8 ft	2.921 – 2.941,2 ft
Lapisan 3	2.170 – 2.193 ft	3.092,4 – 3.131,2 ft	2.973,5 – 3.012,1 ft

4.2 Sumur B#2

4.2.1 Litologi Batuan

Penentuan litologi batuan sangat penting untuk dapat mengetahui batuan apa yang terdapat pada reservoir. Litologi batuan ditentukan berdasarkan evaluasi yang dilakukan pada *software* Interactive Petrophysics.

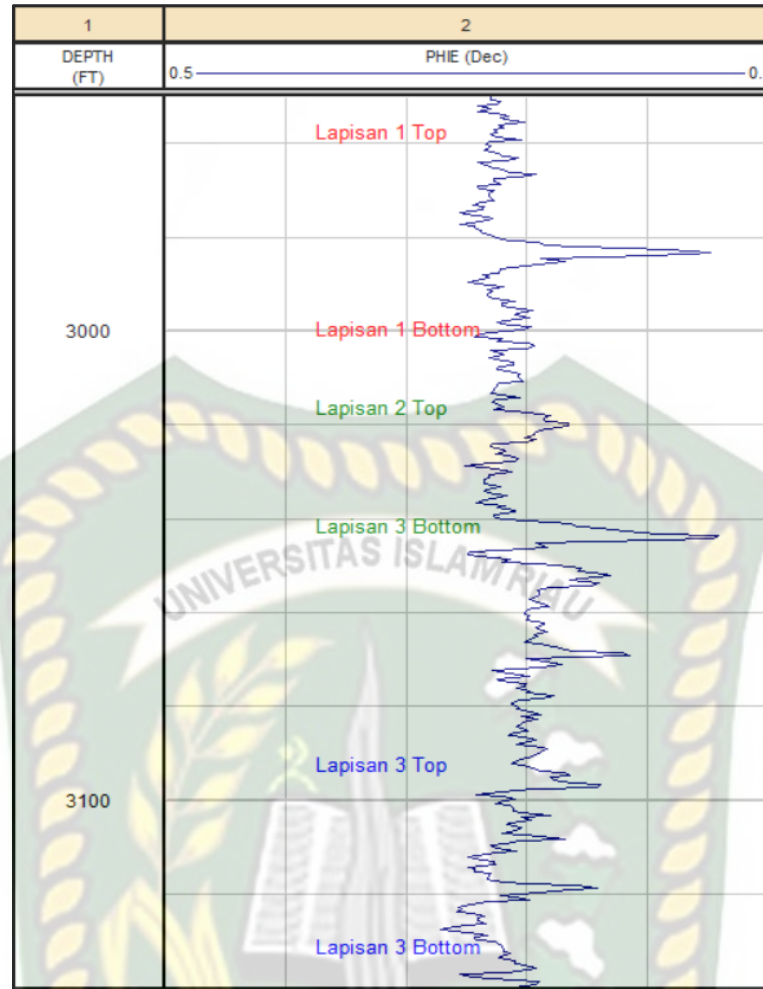


Gambar 4.1 Hasil interpretasi litologi batuan B#2

Dari gambar 4.1 dapat dilihat litologi batuan pada setiap kedalaman dan dapat dilihat hampir setiap kedalaman didominasi oleh batuan *shale* dan batuan *sand*.

4.2.2 Porositas

Proses selanjutnya adalah interpretasi nilai porositas pada masing-masing lapisan pada sumur B#2 dan sumur B#3. Berikut hasil interpretasi porositas pada masing-masing sumur:



Gambar 4.2 Hasil interpretasi porositas pada sumur B#2

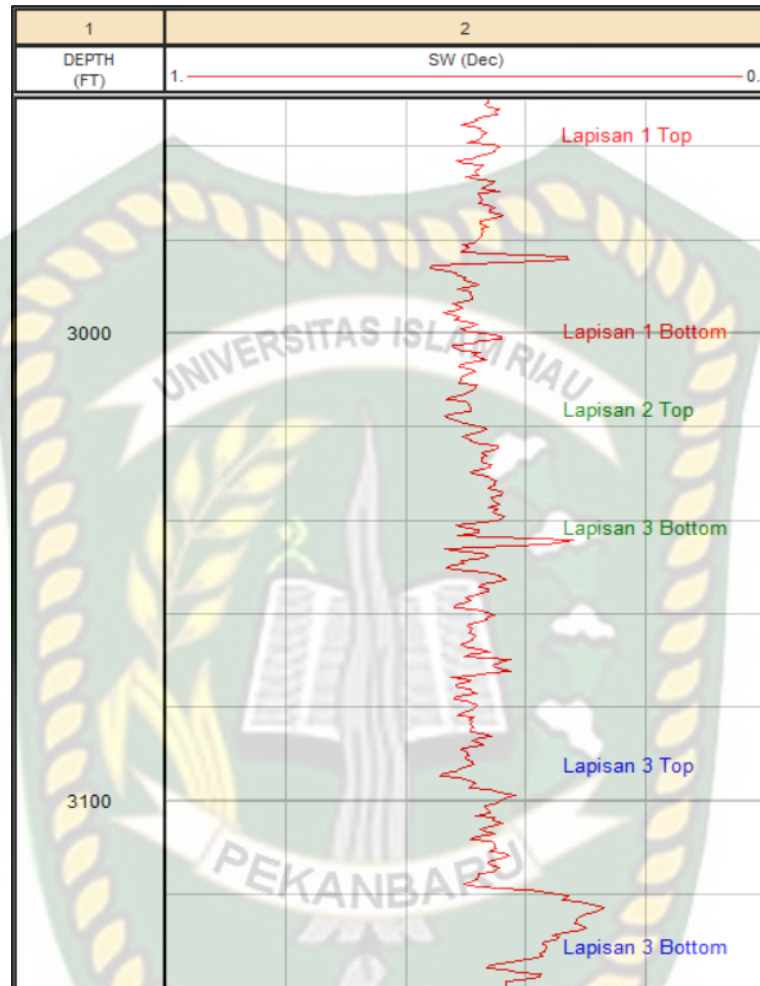
Curve	Well	Zone	Top	Bottom	Min	Max	Std Dev	Mean
PHIE	BESAR-02	■	2957.6 FT	2999.7 FT	0.047883	0.2558	0.035599	0.21589
PHIE	BESAR-02	■	3016.6 FT	3041.8 FT	0.15743	0.25183	0.023	0.2118
PHIE	BESAR-02	■	3092.4 FT	3131.2 FT	0.13905	0.27145	0.029406	0.21555

Gambar 4.3 Nilai porositas rata-rata pada masing-masing lapisan B#2

Dari kedua gambar diatas dapat dilihat nilai porositas pada setiap kedalaman dan nilai porositas rata-rata pada masing-masing lapisan pada lapisan 1 (2.957,6 – 2.999,7 ft) sebesar 0,21589, lapisan 2 (3.016. 6 – 3.041.8 ft) sebesar 0,2118, dan lapisan 3 (3.092,4 – 3.131,2 ft) sebesar 0,21555.

4.2.3 Saturasi Air

Proses selanjutnya adalah interpretasi nilai saturasi air pada masing-masing lapisan pada sumur B#2 dan sumur B#3. Berikut hasil interpretasi Saturasi air pada masing-masing sumur :



Gambar 4.4 Hasil interpretasi saturasi air pada sumur B#2

Curve	Well	Zone	Top	Bottom	Min	Max	Std Dev	Mean
SW	BESAR-02	■	2957.6 FT	2999.7 FT	0.32893	0.55961	0.036939	0.48031
SW	BESAR-02	■	3016.6 FT	3041.8 FT	0.43571	0.53596	0.025319	0.47152
SW	BESAR-02	■	3092.4 FT	3131.2 FT	0.26973	0.54291	0.07265	0.42297

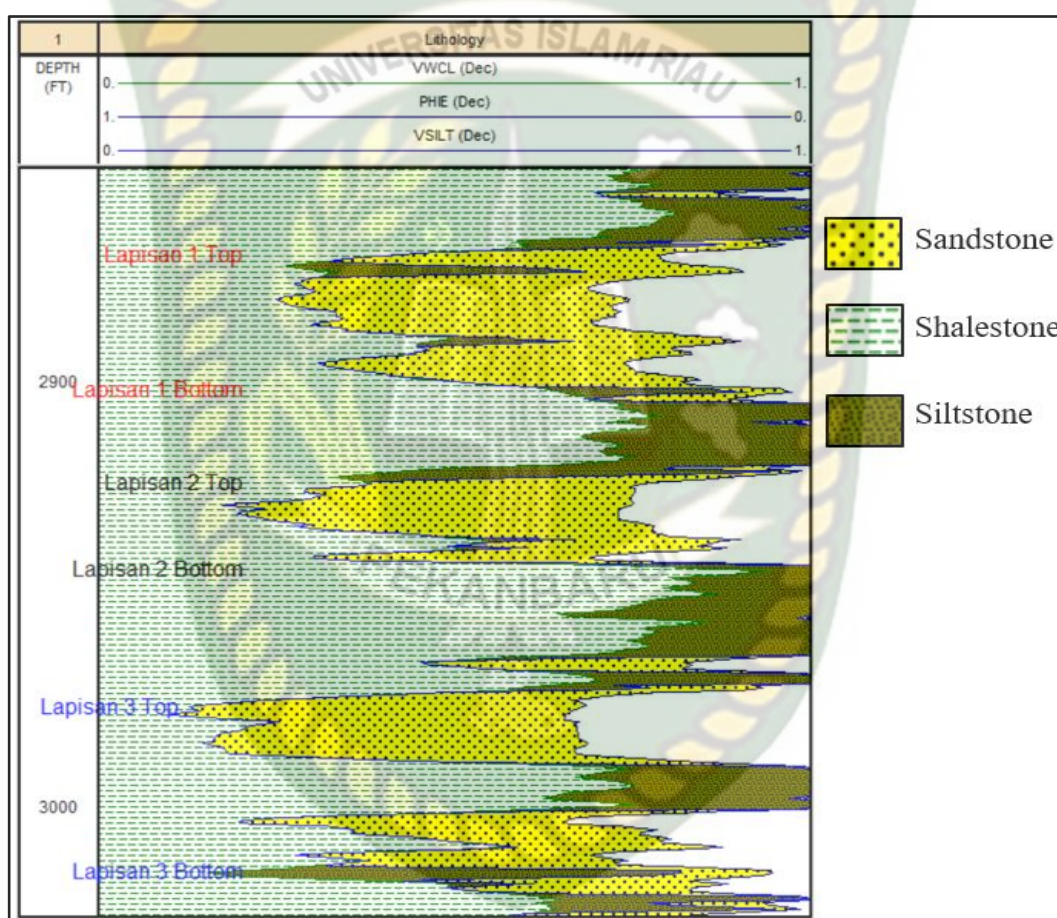
Gambar 4.5 Nilai saturasi air rata-rata pada masing-masing lapisan B#2

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 (2.957,6 – 2.999,7 ft) sebesar 0,48031, lapisan 2 (3.016,6 – 3.041,8 ft) sebesar 0,47152, dan lapisan 3 (3.092,4 – 3.131,2 ft) sebesar 0,42297.

4.3 Sumur B#3

4.3.1 Litologi Batuan

Penentuan litologi batuan sangat penting untuk dapat mengetahui batuan apa yang terdapat pada reservoir. Litologi batuan ditentukan berdasarkan evaluasi yang dilakukan pada *software* Interactive Petrophysics.

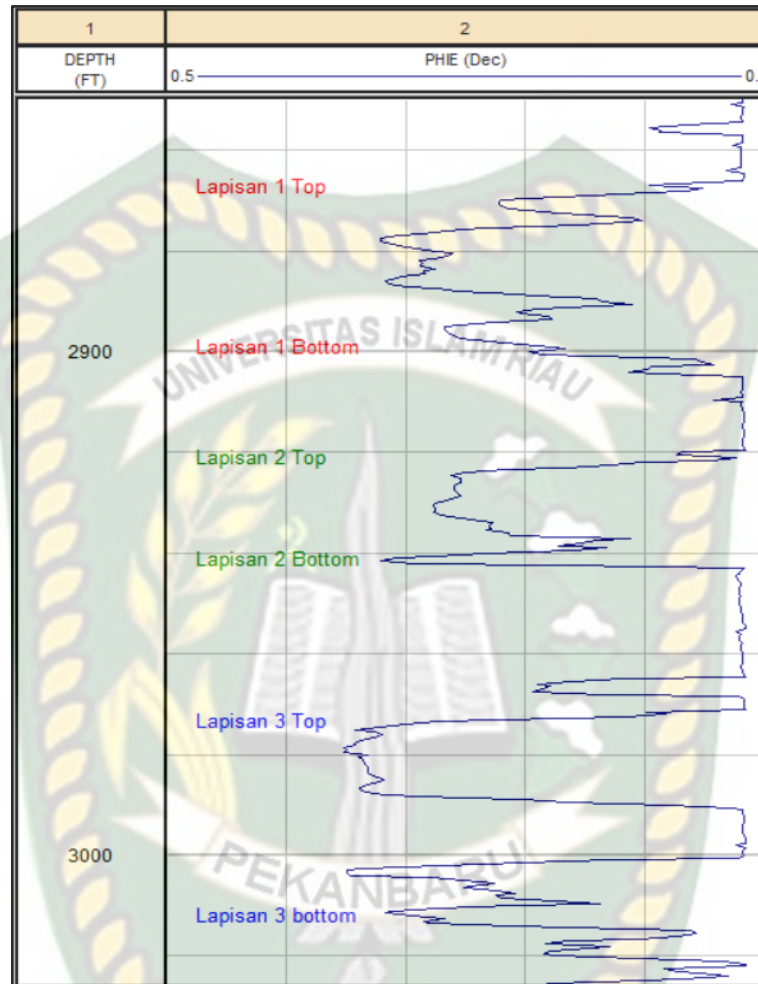


Gambar 4.6 Hasil interpretasi litologi batuan pada sumur B#3

Dari gambar 4.6 dapat dilihat pada zona produktif (lapisan 1, lapisan 2, dan lapisan 3) terdapat nilai PHIE yang tinggi sedangkan zona yang tidak termasuk zona produktif memiliki nilai PHIE yang rendah, zona produktif didominasi oleh *sandstone* dan *shale*, sedangkan pada zona yang tidak produktif hanya didominasi oleh *shale* dan *siltstone*.

4.3.2 Porositas

Proses selanjutnya adalah interpretasi nilai porositas pada masing-masing lapisan pada sumur B#2 dan sumur B#3. Berikut hasil interpretasi porositas pada masing-masing sumur :



Gambar 4.7 Hasil interpretasi porositas pada sumur B#3

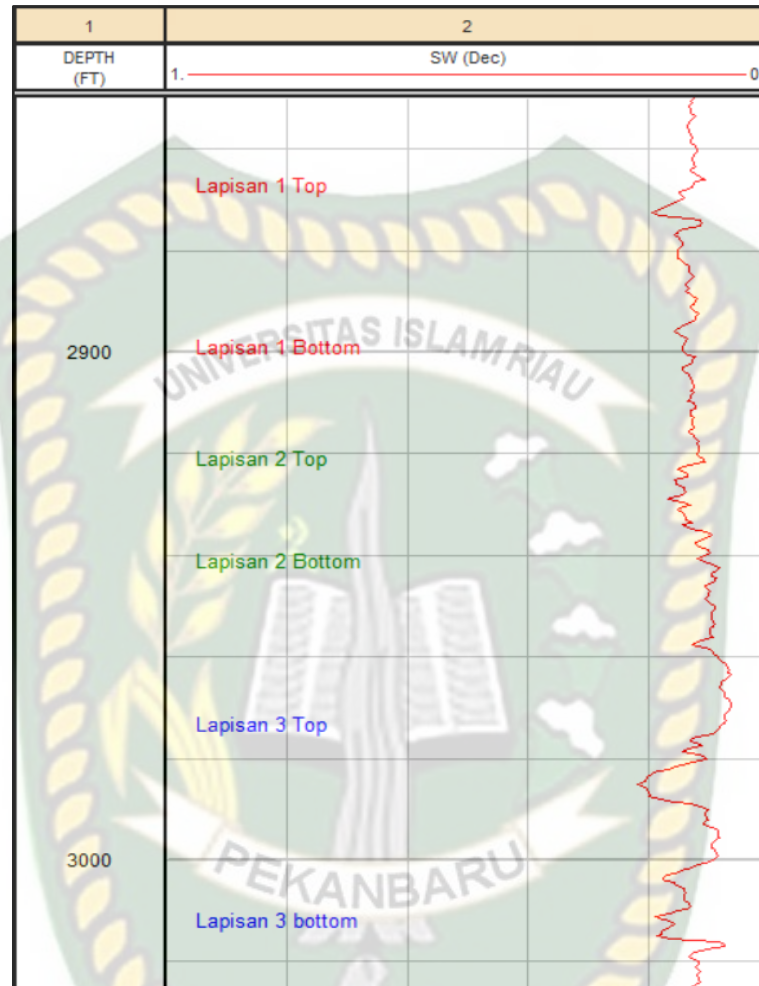
Curve	Well	Zone	Top	Bottom	Min	Max	Std Dev	Mean
PHE	BESAR-03	■	2867.2 FT	2899 FT	0.051519	0.32136	0.070321	0.22486
PHE	BESAR-03	■	2921 FT	2941.2 FT	0.023552	0.30703	0.066819	0.21816
PHE	BESAR-03	■	2973.5 FT	3012.1 FT	0.016068	0.35224	0.13278	0.21569

Gambar 4.8 Nilai porositas rata-rata pada masing-masing lapisan B#3

Dari kedua gambar diatas dapat dilihat nilai porositas pada setiap kedalaman dan nilai porositas rata-rata pada masing-masing lapisan pada lapisan 1 (2.867,2 – 2899 ft) sebesar 0,22486, lapisan 2 (2.921 – 2.941,2 ft) sebesar 0,21816, dan lapisan 3 (2.973,5 – 3.012,1 ft) sebesar 0,21569.

4.3.3 Saturasi air

Proses selanjutnya adalah interpretasi nilai saturasi air pada masing-masing lapisan pada sumur B#2 dan sumur B#3. Berikut hasil interpretasi saturasi air pada masing-masing sumur :



Gambar 4.9 Hasil interpretasi saturasi air pada sumur B#3

Curve	Well	Zone	Top	Bottom	Min	Max	Std Dev	Mean
SW	BESAR-03	■	2867.5 FT	2899 FT	0.11176	0.19601	0.016679	0.14161
SW	BESAR-03	■	2921 FT	2941.2 FT	0.097336	0.16762	0.018836	0.13186
SW	BESAR-03	■	2973.5 FT	3012.1 FT	0.080543	0.22	0.039347	0.13516

Gambar 4.10 Nilai saturasi air rata-rata pada masing-masing lapisan B#3

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 (2.867,2 – 2.899 ft) sebesar 0,14161, lapisan 2 (2.921 – 2.941,2 ft) sebesar 0,13186, dan lapisan 3 (2973,5 – 3012,1 ft) sebesar 0,13516.

4.4 Perhitungan Nilai Rata-Rata Sifat Batuan pada Lapangan *Cybertron*

Dari hasil interpretasi *log* didapatkanlah data sifat-sifat batuan pada masing-masing lapisan, data tersebut kemudian dibuat menjadi nilai rata-rata agar dapat mempermudah penulis melakukan perhitungan cadangan minyak pada Lapangan *Cybertron*.

4.4.1 Porositas

Data pada tabel dibawah ini merupakan data porositas pada masing-masing lapisan pada sumur B#2 dan sumur B#3, data tersebut kemudian dibuat menjadi data porositas rata-rata untuk masing-masing lapisan.

Tabel 4.2 Nilai porositas pada setiap lapisan

Lapisan	Porositas		Porositas Rata-Rata
	B#2	B#3	
Lapisan 1	0,21589	0,22486	0,220375
Lapisan 2	0,2118	0,21816	0,21498
Lapisan 3	0,21555	0,21569	0,21562

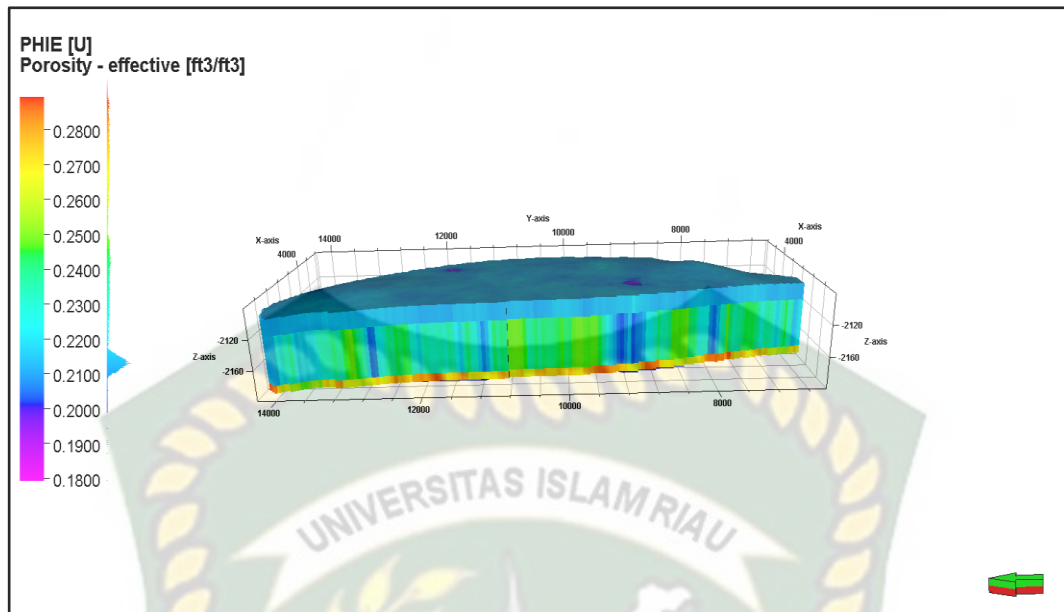
4.4.2 Saturasi Air

Data pada tabel dibawah ini merupakan data saturasi air pada masing-masing lapisan pada sumur B#2 dan sumur B#3, data tersebut kemudian dibuat menjadi data saturasi air rata-rata untuk masing-masing lapisan.

Tabel 4.3 Nilai saturasi air pada setiap lapisan

Lapisan	Saturasi Air		Saturasi Air Rata-Rata
	B#2	B#3	
Lapisan 1	0,48031	0,14161	0,31096
Lapisan 2	0,47152	0,13186	0,30169
Lapisan 3	0,42297	0,13516	0,279065

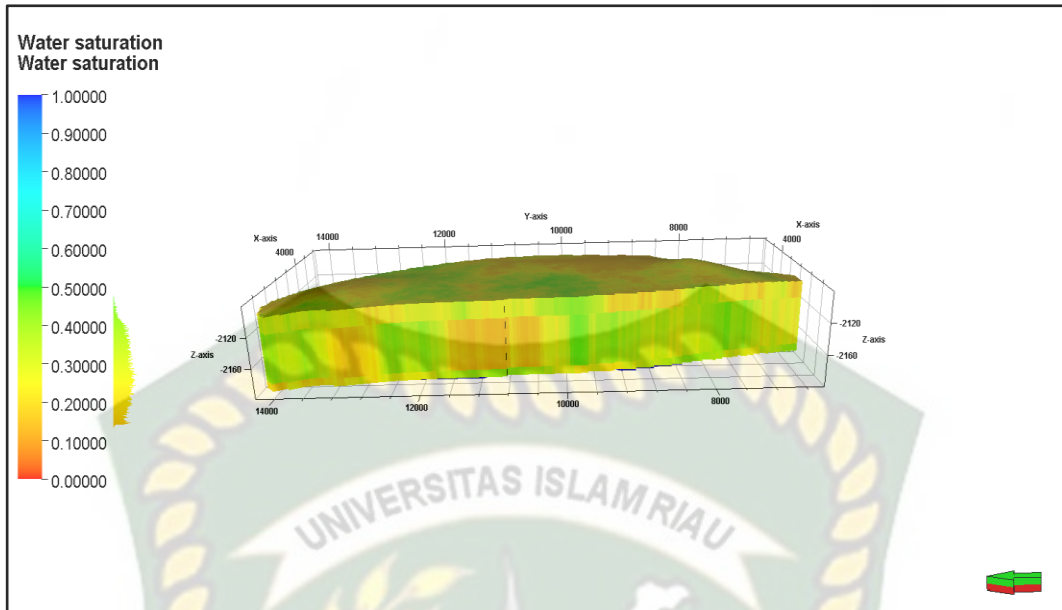
4.5 Pemodelan Penyebaran Porositas pada Lapangan *Cybertron*



Gambar 4.11 Penyebaran porositas pada lapangan *Cybertron*

Dapat dilihat dari data diatas penyebaran porositas yang disimulasikan pada Lapangan *Cybertron*, penyebaran tersebut berdasarkan input data *well log* (porositas) yang telah di dapat dari *software* Interactive petrophysic dan dilanjutkan input pada *software* petrel, penyebaran tersebut dilakukan dengan melakukan *scale up log* dan didapat nilai rata-rata porositas pada lapisan 1 sebesar 0,21, pada lapisan 2 sebesar 0,23, dan pada lapisan 3 sebesar 0,256.

4.6 Pemodelan Penyebaran Saturasi Air pada Lapangan *Cybertron*



Gambar 4.12 Penyebaran saturasi air pada lapangan *Cybertron*

Dapat dilihat dari data diatas penyebaran saturasi air yang disimulasikan pada lapangan *Cybertron*, penyebaran tersebut berdasarkan input data *well log* (saturasi air) yang telah di dapat dari *software* Interactive Petrophysic dan dilanjutkan input pada *software* Petrel, penyebaran tersebut dilakukan dengan melakukan *scale up log* dan didapat nilai rata-rata porositas pada lapisan 1 sebesar 0,3021, pada lapisan 2 sebesar 0,2982, dan pada lapisan 3 sebesar 0,3072.

4.7 OOIP Lapangan *Cybertron*

Bg (formation vol. factor):	1	[RB/MSCF]						
Rv (vaporized oil/gas ratio):	0	[STB/MSCF]						
Recovery factor gas:	1							
Properties in oil interval								
Sat. water:	SW							
Sat. oil:	1-Sw-Sg							
Sat. gas:	0							
Bo (formation vol. factor):	1.079	[RB/STB]						
Rs (solution gas/oil ratio):	0	[MSCF/STB]						
Recovery factor oil:	1							
Case	Bulk volume[ft3]	Net volume[ft3]	Pore volume[RB]	HCPV oil[RB]	HCPV gas[RB]	STOIP (in oil)[STB]	STOIP (in gas)[STB]	STOIP[STB]
BF	541732359	289168125	11581336	8106935	0	7513378	0	7513378
Totals all result types								
Zones								
1 - 2	318347188	137287227	5205440	3643808	0	3377023	0	3377023
2 - 3	168254655	129769263	5315477	3720834	0	3448410	0	3448410
3 - 4	55130515	22111636	1060419	742293	0	687946	0	687946

Gambar 4.13 Nilai OOIP pada masing-masing lapisan

Dari gambar diatas dapat dilihat nilai OOIP pada masing-masing lapisan, dimana pada lapisan 1 nilai OOIP sebesar 3.377.023 STB, pada lapisan 2 sebesar 3.448.410 STB dan pada lapisan 3 sebesar 687.946 STB. Berdasarkan hasil perhitungan menggunakan *software* petrel nilai tersebut tidak beda jauh dengan nilai asli OOIP yang telah divalidasi oleh pihak perusahaan yang mana nilai OOIP pada lapisan 1 sebesar 3.327.000 STB, lapisan 2 sebesar 3.480.000 STB dan pada lapisan 3 sebesar 696.000 STB. Perbedaan nilai ini dikarenakan tidak lengkapnya data yang diberikan kepada peneliti, seperti data Sumur B#1 yang tidak ada *trajectory* dan data lognya.



BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan penelitian dan pembahasan yang telah dilakukan, maka kesimpulan yang diperoleh dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Pada Lapangan *Cybertron* litologi batuan didominasi oleh *sandstone* dan *shalestone*, akan tetapi ada beberapa zona yang terdapat *siltstone*, zona tersebut merupakan zona yang tidak produktif.
2. Dari hasil analisa yang dilakukan didapatkan nilai sebagai berikut :
 - a. Lapisan 1
Nilai porositas rata-rata sebesar 0,220375
Nilai Saturasi air rata-rata sebesar 0,31096
Nilai OOIP sebesar 3.377.023 STB
 - b. Lapisan 2
Nilai porositas rata-rata sebesar 0,21498
Nilai Saturasi air rata-rata sebesar 0,30169
Nilai OOIP sebesar 3.448.410 STB
 - c. Lapisan 3
Nilai porositas rata-rata sebesar 0,21562
Nilai Saturasi air rata-rata sebesar 0,279065
Nilai OOIP sebesar 687.946 STB

5.2 Saran

Setelah melakukan penelitian, ada beberapa saran yang dapat dilakukan oleh peneliti selanjutnya adalah sebagai berikut:

1. Menggunakan data produksi dari awal produksi sampai produksi terakhir untuk menghitung cadangan yang terbaru.
2. Untuk interpretasi *well log* dapat menggunakan *software* lainnya seperti Techlog untuk membandingkannya dengan yang digunakan peneliti pada saat ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Al-Baldawi, B. A. (2016). Reservoir Characterization and Identification of Formation Lithology from Well Log Data of Nahr Umr Formation in Luhais Oil Field, Southern Iraq. *Iraqi Journal of Science*, 57(1B), 436-445.
- Bateman, R. M. (2012). *Openhole, Log Analysis and Formation Evaluation* (Second ed.). USA: Society of Petroleum Engineers.
- Dechongkit, P., & Prasad, M. (2011). Recovery Factor and Reserves Estimation in the Bakken Petroleum System (Analysis of the Antelope, Sanish and Parshall fields). *Canadian Unconventional Resources Conference held in Calgary*.
- Dell'Aversana, P., Bernasconi, G., Miotti, F., & Rovetta, D. (2011). Joint inversion of rock properties from sonic, resistivity and density well-log measurements. *Geophysical Prospecting*, 59, 1144–1154.
- Glover, P. W. (2000). *Petrophysics MSc Petroleum Geology*. UK: University of Aberdeen.
- Horsfall, O. I., Omubo-Pepple, V. B., & Tamunobereton-ari, I. (2013). Correlation Analysis between Sonic and Density Logs for Porosity Determination in the South-Eastern Part of the Niger Delta Basin of Nigeria. *Asian Journal Of Science And Technology*.
- Igbokwe, C. L. (2011). *Comparative Analysis of Reserve Estimation Using Volumetric Method and MBAL on Niger Delta*. Federal University Of Technology Owerri In.
- Javid, S. (2013). *Petrography and petrophysical well log interpretation for evaluation of sandstone reservoir quality in the Skalle well (Barents Sea)*. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology.
- Johnson, D. E., & Pile, K. E. (2006). *Well Logging in Nontechnical Language* (2nd ed.). USA: Pennwell.
- Jurgen, S. (2015). *Basic Well Logging and Formation Evaluation*. Bookboon.
- Kadhim, F. S., Samsuri, A., & Idris, A. (2014). Calculation of Petrophysical Properties for Mishrif Carbonate Reservoir. *AIP Proceedings*.

- Lyaka, A. L., & Mulibo, G. D. (2018). Petrophysical Analysis of the Mpapai well Logs in the East Pande Exploration Block, Southern Coast of Tanzania: Geological Implication on the Hydrocarbon Potential. *Open Journal of Geology*.
- Mennan, A. (2017). *Well log interpretation and 3D reservoir property modeling of Maui-B feld, Taranaki Basin, New Zealand*. MISSOURI UNIVERSITY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY.
- Ofwona, C. (2013). Introduction To Geophysical Well Logging and Well Testing. *Exploration for Geothermal Resources*, 1-6.
- Plado, J., Ots, S., & Puura, V. (2016). Interpretation of gamma-ray logs of the stratified oil shale seam in the Attarat Um Ghudran deposit, central Jordan. *Oil Shale*, 340-356.
- Rasheed, R., & Kulkarni, A. (2016). Reserve Estimation Using Volumetric Method. *International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET)*.
- Saadu, Y. K., & Nwankwo, C. N. (2018). Petrophysical evaluation and volumetric estimation within Central swamp depobelt, Niger Delta, using 3-D seismic and well logs. *Egyptian Journal of Petroleum*.
- Saccomano, A. F., & Limeres, A. C. (2017). Visualization of Opportunities through Quick Workflows and Methods for Reservoir Characterization and Correlation. *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 17-19 May, Buenos Aires, Argentina*.
- Selley, R. C., & Sonnenberg, S. A. (2015). *Elements of Petroleum Geology*. Elsevier.
- Silva, F. G., Beneduzi, C. F., Nassau, G. F., & Rossi, T. B. (2019). Using Sonic Log to Estimate Porosity and Permeability in Carbonates. *Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil*.
- Torres, G., Amparo, L., Gomez, M., Diana, L., Barrios, R., Margarita, H., . . . Milena, T. (2019). Methodology To Define Hydrocarbon Potential In A Shale Reservoir Based On Geochemical Data And Well Logs. *CT&F - Ciencia, Tecnología & Futuro*, 9(1), 5-14.

- TUĞAN, M. F. (2010). *Assessment of Uncertainties in Oil and Gas Reserves Estimation by Various Evaluation Methods*. Istanbul: Istanbul Technical University.
- Usman, M. B., & Haris, A. (2019). Reservoir Characterization Sandstone Reservoir Based on Wireline Log. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*.
- Vardcharragosad, P. (2011). *Field Performance Analysis and Optimization of Gas Condensate Systems Using Zero-Dimensional Reservoir Models*. Pennsylvania: Pennsylvania State University.
- Wu, W., Tong, M., Xiao, L., & Wang, J. (2013). Porosity Sensitivity Study Of The Compensated Neutron Logging Tool. *Journal of Petroleum Science and Engineering*.

