

PENILAIAN FORMASI PADA BATUPASIR A FORMASI LOWER ARANG  
BAGIAN ATAS LAPANGAN SBL CEKUNGAN NATUNA BARAT

**TUGAS AKHIR**

Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Meraih Gelar Sarjana  
Pada Jurusan Teknik Geologi Fakultas Teknik  
Universitas Islam Riau  
Pekanbaru



Oleh :

**Veridaus Napitupulu**  
**143610694**

**PROGRAM STUDI TEKNIK GEOLOGI  
FAKULTAS TEKNIK  
UNIVERSITAS ISLAM RIAU  
PEKANBARU  
2019**

# HALAMAN PENGESAHAN

## TUGAS AKHIR

### PENILAIAN FORMASI PADA BATUPASIR A FORMASI LOWER ARANG BAGIAN ATAS LAPANGAN SBL CEKUNGAN NATUNA BARAT

DISUSUN OLEH :  
VERIDAU NAPITUPAU  
143610694

Telah Diuji Didepan Penguji Pada Tanggal  
14 November 2019 Dan Dinyatakan  
Telah Memenuhi Syarat Untuk Diterima

Disetujui Oleh :

Pembimbing

  
Yunanti Yudianto, ST., MT  
NIDN : 1003068503

Disahkan Oleh :

Pekanbaru, Desember 2019  
Ka. Prodi Teknik Geologi

  
Dewandra B.E.P, Bsc.(Hons), MSc  
NIDN: 1021128902



Ir. Agus Abdul Kudus Zaini, MT., Ms.Tr  
NIDN: 10110076202

## HALAMAN PERNYATAAN KEASLIAN PENELITIAN

Dengan ini saya menyatakan :

1. Karya tulis ini adalah asli dan belum pernah diajukan untuk mendapat gelar akademik ( Strata Satu ), baik di Universitas Islam Riau maupun diperguruan tinggi lainnya.
2. Karya tulis ini adalah merupakan gagasan, rumusan penelitian saya sendiri, tanpa bantuan pihak lain kecuali arahan dosen pembimbing.
3. Dalam karya tulis ini tidak terdapat karya atau pendapat orang lain, kecuali secara tertulis dengan jelas dicantumkan sebagai acuan dalam naskah dengan disebutkan nama pengarang dan di cantumkan dalam daftar pustaka.
4. Penggunaan “*software*” komputer bukan menjadi tanggung jawab Universitas Islam Riau.
5. Pernyataan ini saya buat dengan sesungguhnya dan apabila di kemudian hari terdapat penyimpangan dan tidak kebenaran dalam pernyataan ini, maka saya bersedia menerima sanksi akademik dengan pencabutan gelar yang sudah diperoleh, serta sanksi lainnya sesuai dengan norma yang berlaku di perguruan tinggi.

Pekanbaru, November 2019

Yang Bersangkutan Pernyataan



Veridaus Napitupulu  
NPM : 143610694



YAYASAN LEMBAGA PENDIDIKAN ISLAM (YLPI) RIAU

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

FAKULTAS TEKNIK

PROGRAM STUDI TEKNIK GEOLOGI

Jalan Kaharuddin Nasution No. 113 P. Marpoan Pekanbaru Riau Indonesia – Kode Pos: 28284

Telp. +62 761 674674 Website: [www.eng.uir.ac.id](http://www.eng.uir.ac.id) Email: [fakultas\\_teknik@uir.ac.id](mailto:fakultas_teknik@uir.ac.id)

**BERITA ACARA SIDANG KOMPREHENSIF**

Berdasarkan Surat Keputusan Dekan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau, Pekanbaru, tanggal 3 Desember 2019, Nomor: 1556/KPTS/FT-UIR/2019, maka pada hari Jumat tanggal 6 Desember 2019, telah dilaksanakan Sidang Komprehensif Program Studi Teknik Geologi Fakultas Teknik Universitas Islam Riau, Jenjang Studi S1, Tahun Akademik 2019/2020 berikut ini.

1. Nama : Veridaus Napitupulu
2. NPM : 143610694
3. Judul Skripsi : Penilaian Formasi Pada Batupasir A Formasi Lower Arang Bagian Atas Lapangan SBL Cekungan Natuna Barat
4. Waktu Ujian : 09.00 – 09.45 WIB
5. Tempat Pelaksanaan Ujian : Ruang Sidang Fakultas Teknik UIR

**Dengan keputusan Hasil Sidang Komprehensif :**

Lulus\*/ Lulus dengan Perbaikan\*/ Tidak Lulus\*

*\* Coret yang tidak perlu.*

**Nilai Ujian:**

Nilai Ujian Angka = 80,55 Nilai Huruf = A-

Tim Penguji Komprehensif.

No	Nama	Jabatan	Tanda Tangan
1	Yuniarti Yuskar, ST., MT	Ketua	1.
2	Adi Suryadi, B.Sc (Hons)., M.Sc	Anggota	2.
3	Budi Prayitno, ST., MT	Anggota	3.

Panitia Ujian

Ketua,

Yuniarti Yuskar, ST., MT

NIDN. 1003068503

Pekanbaru, 6 Desember 2019

Mengetahui,

Dekan Fakultas Teknik

Ir. H. Abd. Kudus Zaini, MT., MS., TR., IPM

NIDN. 1011076202

Perpustakaan Universitas Islam Riau

Dokumen ini adalah Arsip Miik :

SURAT KEPUTUSAN DEKAN FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS ISLAM RIAU  
NOMOR : 012 / KPTS/FT-UIR/2019  
TENTANG PENGANGKATAN TIM PEMBIMBING PENELITIAN DAN PENYUSUNAN SKRIPSI

**DEKAN FAKULTAS TEKNIK**

**Membaca** : Surat Ketua Program Studi Teknik Geologi Nomor : 012 / TA/TG/T/2019 tentang persetujuan dan usulan pengangkatan Tim Pembimbing penelitian dan penyusunan Skripsi.

**Menimbang** : 1. Bahwa untuk menyelesaikan perkuliahan bagi mahasiswa Fakultas Teknik perlu membuat Skripsi.  
2. Untuk itu perlu ditunjuk Tim Pembimbing penelitian dan penyusunan Skripsi yang diangkat dengan Surat Keputusan Dekan.

**Mengingat** : 1. Undang-undang Nomor : 20 Tahun 2003  
2. UU No.14 Tahun 2005 Tentang Guru Besar  
3. UU Nomor 12 Tahun 2012 Tentang Pendidikan Tinggi  
4. PP Nomor 4 Tahun 2014 Tentang Penyelenggaraan Pendidikan Tinggi dan Pengelolaan Perguruan Tinggi  
5. Permenristek Dikti Nomor 44 Tahun 2015 Tentang Standar Nasional Pendidikan Tinggi .  
6. Permenristek Dikti Nomor 32 Tahun 2016 Tentang Akreditasi Prodi dan Perguruan Tinggi.  
7. SK.Ban PT.Nomor :2777/SK/BAN – PT/Ared /S/X/2018  
8. Statuta Universitas Islam Riau Tahun 2013  
9. SK.Rektor Universitas Islam Riau Nomor :112 /UIR/Kpts/2016

**MEMUTUSKAN**

**Menetapkan** : 1. Mengangkat saudara-saudara yang namanya tersebut dibawah ini sebagai Tim Pembimbing Penelitian dan penyusunan Skripsi mahasiswa Fakultas Teknik Program Studi Teknik Geologi.

No	N a m a	Pangkat	Jabatan
1.	Yuniarti Yuskar,ST.,MT	Lektor	Pembimbing I

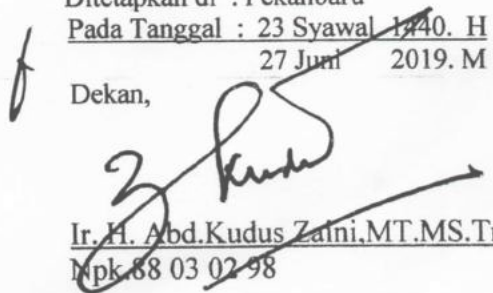
2. Mahasiswa yang akan dibimbing :

N a m a : Veridaus Napitupulu  
NPM : 143610694  
Program Studi : Teknik Geologi  
Jenjang Pendidikan : Strata Satu (S1)  
Judul Skripsi : Penilaian Formasi Pada Batupasir A Formasi Lower Arang Bagian Atas Lapangan SBL Cekungan Natuna Barat .

3. Keputusan ini mulai berlaku pada tanggal ditetapkannya dengan ketentuan bila terdapat kekeliruan dikemudian hari segera ditinjau kembali.

Ditetapkan di : Pekanbaru  
Pada Tanggal : 23 Syawal 1440. H  
27 Juni 2019. M

Dekan,

  
Ir. H. Abd.Kudus Zaini,MT.MS.Tr  
Npk 88 03 02 98

Tembusan disampaikan :

1. Yth. Bapak Rektor UIR di Pekanbaru.
2. Yang Bersangkutan .
3. Yth. Sdr. Ketua Program Studi Teknik Geologi FT-UIR
4. Arsip

SURAT KEPUTUSAN DEKAN FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS ISLAM RIAU  
NOMOR : 1556/KPTS/FT-UIR/2019  
TENTANG PENETAPAN DOSEN PENGUJI SKRIPSI MAHASISWA FAK. TEKNIK UNIV. ISLAM RIAU

**DEKAN FAKULTAS TEKNIK**

- Menimbang : 1. Bahwa untuk menyelesaikan studi S.1 bagi mahasiswa Fakultas Teknik Univ. Islam Riau dilaksanakan Ujian Skripsi/Komprehensif sebagai tugas akhir. Untuk itu perlu ditetapkan mahasiswa yang telah memenuhi syarat untuk ujian dimaksud serta dosen penguji.
2. Bahwa penetapan mahasiswa yang memenuhi syarat dan dosen penguji yang bersangkutan perlu ditetapkan dengan Surat Keputusan Dekan.

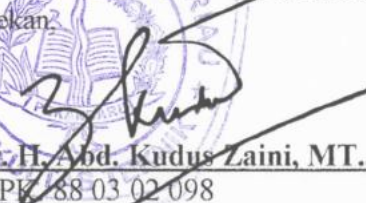
- Mengingat : 1. Undang-Undang Nomor : 20 tahun 2003 tentang Pendidikan Nasional  
2. UU No. 14 Tahun 2005 Tentang Guru Besar  
3. UU Nomor 12 Tahun 2012 Tentang Pendidikan Tinggi  
4. PP Nomor 4 Tahun 2014 Tentang Penyelenggaraan Pendidikan Tinggi dan Pengelolaan Perguruan Tinggi  
5. Permenristek Dikti Nomor 44 Tahun 2015 Tentang Standar Nasional Pendidikan Tinggi  
6. Permenristek Dikti Nomor 32 Tahun 2016 Tentang Akreditasi Prodi dan Perguruan Tinggi  
7. SK. BAN-PT Nomor : 2777/SK/BAN-PT/Ared/S/X/2018  
8. Statuta Universitas Islam Riau Nomor : 112/UIR/kpts/2016

**MEMUTUSKAN**

- Menetapkan: 1. Mahasiswa Fakultas Teknik Universitas Islam Riau yang tersebut namanya dibawah ini :
- |                    |   |
|--------------------|---|
| Nama               | : Veridaus Napitupulu   |
| NPM                | : 143610694   |
| Program Studi      | : Teknik Geologi  |
| Jenjang Pendidikan | : Strata Satu (S1)  |
| Judul Skripsi      | : Penilaian Formasi Pada Batupasir A Formasi Lower Arang Bagian Atas Lapangan SBL Cekungan Natuna Barat |
2. Penguji Skripsi/Komprehensif mahasiswa tersebut terdiri dari :
- |                                    |                                   |
|------------------------------------|-----------------------------------|
| 1. Yuniarti Yuskar, ST., MT        | Sebagai Ketua Merangkap Penguji   |
| 2. Adi Suryadi, B.Sc (Hons)., M.Sc | Sebagai Anggota Merangkap Penguji |
| 3. Budi Prayitno, ST., MT          | Sebagai Anggota Merangkap Penguji |
3. Laporan hasil ujian serta berita acara telah sampai kepada Pimpinan Fakultas selambat-lambatnya 1(satu) bulan setelah ujian dilaksanakan.
4. Keputusan ini mulai berlaku pada tanggal ditetapkannya dengan ketentuan bila terdapat kekeliruan dikemudian hari segera ditinjau kembali.
- KUTIPAN : Disampaikan kepada yang bersangkutan untuk dapat dilaksanakan dengan sebaik-baiknya.

Ditetapkan di : Pekanbaru  
Pada Tanggal : 6 Rabi'ul Akhir 1441 H  
3 Desember 2019 M

Dekan,

  
Ir. H. Abd. Kudus Zaini, MT., MS., TR., IPM  
NPK 88 03 02 098

Tembusan disampaikan :

1. Yth. Rektor UIR di Pekanbaru.
2. Yth. Ketua Program Studi Teknik Geologi FT-UIR.
3. Yth. Pembimbing dan Penguji Skripsi.
4. Mahasiswa yang bersangkutan.
5. Arsip.

**PENILAIAN FORMASI PADA BATUPASIR A FORMASI LOWER ARANG  
BAGIAN ATAS LAPANGAN SBL CEKUNGAN NATUNA BARAT**

**VERIDAUS NAPITUPULU**

Program Studi Teknik Geologi

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU  
SARI**

Lapangan SBL merupakan salah satu lapangan pemboran minyak bumi di Cekungan Natuna Barat. Secara administratif, lapangan SBL berada di Kabupaten Natuna, Provinsi Kepulauan Riau, Indonesia. Sumur pemboran yang digunakan terdapat 7 log sumur yang tersebar di timur-barat. Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah analisis deterministik petrofisika yang meliputi metode analisis kualitatif, analisis kuantitatif, dan pembuatan peta persebaran bawah permukaan. Hasil analisis kualitatif menunjukkan terdapat batupasir yang dijadikan sebagai target reservoir yang umumnya berkarakteristik batupasir yang dilapisi shale tipis di beberapa sumur di Formasi Lower Arang. Analisis kuantitatif pada "Batupasir A" menunjukkan nilai kandungan shale berkisar 0.21-0.60, porositas neutron densitas 0.12-0.24, dan tingkat saturasi air berkisar 0.4-1.00. sedangkan satu zona tidak memiliki zona yang potensial karena memiliki nilai saturasi air yang tinggi diatas 0.80. Berdasarkan hasil dari perhitungan petrofisika disajikan dalam peta persebaran Vshale, Porositas, dan Saturasi Air. Peta Vshale menghasilkan sebaran kandungan shale tertinggi berada di zona reservoir VLA 4. Peta porositas memiliki porositas tertinggi pada zona reservoir VLA 3. Pada peta saturasi air dapat diketahui bahwa kandungan air tertinggi berada di hampir seluruh di VLA 4.

Kata kunci : Petrofisika, Vshale, Porositas, dan Saturasi Air.

**FORMATION ASSESSMENT OF SANDSTONE A OF UPPER LOWER  
ARANG FORMATION OF THE SBL FIELD WEST NATUNA BASIN**

**VERIDAUS NAPITUPULU**

Geological Engineering Study Program

**ABSTRACT**

The SBL Field is one of the oil drilled field in the West Natuna Basin. Administratively, the SBL field located in the Regency of Natuna, Kepulauan Riau Province, Indonesia. The drilling wells used were 7 log wells spread east-west. The method used in this study is a deterministic analysis of petrophysics which includes qualitative analysis methods, quantitative analysis, and making subsurface distribution maps. The results of the qualitative analysis show that there are sandstones which are targeted as reservoirs which are generally characterized by thin shale-coated sandstones in several wells in the Lower Arang Formation. Quantitative analysis on "Sandstone A" shows the value of shale content ranges from 0.21-0.60, neutron porosity density from 0.12-0.24, and water saturation level ranges from 0.4-1.00. whereas one zone does not have a potential zone because it has a high water saturation value above 0.80. Based on the results of petrophysical calculations presented in the distribution map Vshale, Porosity, and Water Saturation. The Vshale map produces the highest distribution of shale in the VLA 4 reservoir zone. The porosity map has the highest porosity in the western VLA 3 reservoir zone. On the water saturation map it can be seen that the highest water content is in almost all in VLA 4.

Keywords : Petrophysical, Vshale, Porosity, and Saturation Water.

## KATA PENGANTAR

Alhamdulillah, puji dan syukur penulis ucapkan kehadiran Allah SWT, sebagai penguasa alam sejati yang telah memberi sentuhan indah dan mengilhami dalam setiap langkah nadi jiwa bersama nikmat dan karunia-Nya yang tidak ternilai, sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi dengan judul “Penilaian Formasi Pada Batupasir A Formasi Lower Arang Bagian Atas Lapangan SBL Cekungan Natuna Barat”.

Terimakasih penulis ucapkan kepada semua pihak yang telah membantu baik moril maupun materil hingga selesainya skripsi ini. Serta terimakasih kepada prodi Teknik Geologi Universitas Islam Riau yang sudah memberikan arahan dan motivasi.

Penulis menyadari bahwa dalam penulisan skripsi ini masih terdapat kekurangan dan kesalahan. Untuk itu penulis mengharapkan saran dan kritik yang bersifat membangun, demi kesempurnaan skripsi ini.

Pekanbaru, November 2019

Penulis

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN PERNYATAAN KEASLIAN PENELITIAN.....</b>	<b>i</b>
<b>HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI PENELITIAN UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS .....</b>	<b>ii</b>
<b>UCAPAN TERIMAKASIH .....</b>	<b>iii</b>
<b>SARI.....</b>	<b>v</b>
<b>ABSTRACT.....</b>	<b>vi</b>
<b>KATA PENGANTAR.....</b>	<b>vii</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>viii</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>x</b>
<b>DAFTAR TABEL .....</b>	<b>xii</b>
<b>BAB 1 PENDAHULUAN .....</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang Penelitian .....	1
1.2 Rumusan Masalah .....	2
1.3 Maksud dan Tujuan Penelitian.....	2
1.4 Manfaat Penelitian .....	2
1.5 Batasan Masalah .....	3
1.6 Lokasi Penelitian.....	3
1.7 Waktu Penelitian.....	3
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA .....</b>	<b>4</b>
2.1 Geologi Regional .....	4
2.1.1 Tataan Tektonik Regional .....	5
2.1.2 Susunan Stratigrafi Regional.....	6
2.2 Landasan Teori.....	10
2.2.1 Petroleum Sistem.....	10
2.2.1.1 Batuan Sumber .....	11
2.2.1.2 Reservoar dan seal.....	11

2.2.1.3	Trap dan Migrasi .....	11
2.2.1.4	Akumulasi Hidrokarbon .....	12
2.2.1.5	Hasil Perhitungan Keekonomian .....	12
2.3	Teori Dasar .....	13
2.3.1	Analisa Log .....	13
2.3.2	Log caliper .....	14
2.3.3	Log Nuclear .....	16
2.3.3.1	Log Gamma Ray .....	16
2.3.3.2	Log Density .....	18
2.3.3.3	Log Neutron .....	20
2.3.3.4	Log Listrik .....	22
2.3.3.5	Log SP .....	23
2.3.3.6	Log Resistivity .....	24
2.3.3.6.1	Alat Laterolog .....	25
2.3.3.6.2	Alat Induksi .....	26
2.3.3.7	Log Sonic .....	27
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....</b>		<b>29</b>
3.1	Objek Penelitian .....	29
3.2	Waktu dan Tempat Penelitian .....	29
3.3	Peralatan Penelitian .....	29
3.4	Metode Penelitian .....	29
3.4.1	Tahapan Penelitian .....	30
3.4.1.1	Studi Pustaka .....	30
3.4.1.2	Tahap Pengumpulan Data .....	30
3.4.2	Tahap Analisis dan Interpretasi Data .....	31
3.4.2.1	Interpretasi Log Sumur .....	31
3.4.2.2	Interpretasi Petrofisik .....	32
3.4.2.3	Analisis Petrofisika .....	32

3.5 Alur Penelitian .....	42
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN .....</b>	<b>42</b>
4.1 Ketersediaan data .....	42
4.1.1. Data Log Sumur .....	42
4.1.2. Data Batuan Inti .....	43
4.1.3. Peta Lokasi Sumur .....	43
4.2 Analisa Data Sumur .....	44
4.2.1. Analisis Kualitatif .....	44
4.2.2. Analisa Kuantitatif .....	49
4.2.2.1 Perhitungan Volume Shale .....	50
4.2.2.2 Perhitungan Porositas .....	52
4.2.2.3 Perhitungan Resistivitas Air .....	56
4.2.2.4 Perhitungan Saturasi Air .....	58
4.3 Peta Penyebaran Properti Petrofisika .....	59
4.3.1. Peta Vshale .....	59
4.3.2. Peta Porositas .....	61
4.3.3. Peta Saturasi Air .....	64
4.3.4. Peta Depth Structure 3D .....	67
<b>BAB V KESIMPULAN .....</b>	<b>71</b>
5.1 Kesimpulan .....	71
5.2 Saran .....	72
5.3 Rekomendasi .....	72
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>73</b>
<b>LAMPIRAN .....</b>	<b>74</b>

**BAB I****PENDAHULUAN****1.1. Latar Belakang Penelitian**

Indonesia dikenal sebagai negara yang memiliki sumber daya alam hidrokarbon yang cukup melimpah, baik itu sumber daya alam yang berada di atas permukaan tanah maupun yang berada di bawah permukaan tanah. Salah satu cekungan penghasil hidrokarbon di Indonesia adalah Cekungan Natuna Barat yang menjadi pusat penelitian pada tulisan ini dan secara administratif termasuk ke dalam Kabupaten Natuna, Provinsi Kepulauan Riau, Indonesia. Oleh karena itu diperlukan suatu penelitian untuk karakterisasi suatu reservoir, salah satunya dengan analisa data log. Karena dengan mengetahui karakterisasi suatu reservoir, dapat dilakukan perhitungan cadangan hidrokarbon yang terkandung pada reservoir.

Metode logging sangat berperan penting dalam perkembangan eksplorasi hidrokarbon. Metode logging dapat mengetahui gambaran dan menilai batuan-batuan yang mengelilingi lubang bor serta dapat memberikan keterangan kedalaman lapisan yang mengandung hidrokarbon. Dalam penentuan zona hidrokarbon terlebih dahulu kita menentukan parameter parameter penting yang ada pada zona reservoir tersebut. Lapangan 'SBL' merupakan salah satu lapangan pada Formasi Lower Arang Bagian Atas yang sedang dilakukannya pengembangan.

Dalam rangka peningkatan hasil pengembangan tersebut, dibutuhkan interpretasi bawah permukaan dengan menggunakan data log dan petrofisika yang dikombinasikan dengan pengembangan ilmu geologi agar komponen petroleum system yang menjadi pusat penelitian pada tulisan ini, yaitu batuan reservoir yang berasal dari Batupasir A Formasi Lower Arang Bagian Atas, Cekungan Natuna Barat untuk re-evaluasi perhitungan petrofisika.

## 1.2. Rumusan Masalah

Adapun rumusan masalah yang menjadi batasan masalah dalam pembahasan penelitian penulis, yaitu :

1. Apa saja jenis litologi pada Formasi Lower Arang ?
2. Berapakah nilai kandungan Volume Shale (Vsh), Porositas ( $\emptyset$ ), dan Saturasi Air (Sw) ?
3. Bagaimana hasil peta penyebaran Volume Shale, Peta Porositas ( $\emptyset$ ), dan Saturasi Water (Sw) ?

## 1.3. Maksud dan Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Mengidentifikasi litologi pada formasi lower arang bagian atas.
2. Mengetahui lapisan permeabel yang ekonomis untuk menjadi reservoir utama pada lapangan SBL Formasi Lower Arang Bagian Atas Cekungan Natuna Barat.
3. Mengetahui penyebaran Volume shale, Porositas, Saturasi Water
4. Menerapkan konsep – konsep aplikatif dan dalam dunia industri minyak dan gas bumi.

## 1.4. Manfaat penelitian

Penelitian tugas akhir ini memiliki manfaat dibidang industri minyak dan gas bumi diantaranya sebagai berikut :

- ✓ Analisis log bermanfaat untuk menentukan lapisan yang permeable yang bertujuan untuk mengetahui geometri reservoir pada lapangan penelitian.
- ✓ Mengetahui keadaan bawah permukaan baik sifat fisik maupun bentuk geometri batuan dari lapisan batuan
- ✓ Mengetahui penyebaran Volume shale, Porositas, dan Saturasi Air
- ✓ Mengetahui prosedur kegiatan penelitian mulai dari eksplorasi hingga eksploitasi

### 1.5. Batasan Masalah

Agar penelitian ini dapat dilakukan lebih fokus, sempurna dan mendalam maka penulis memandang permasalahan penelitian yang perlu dibatasi variabelnya. Oleh sebab itu, penulis membatasi diri hanya berkaitan dengan parameter fisika yaitu Vshale, Porositas, dan Saturasi Air. Perhitungan Petrofisika ini untuk re – evaluasi perhitungan petrofisika yang terdapat di Lapangan SBL Cekungan Natuna Barat dan juga interpretasi ini dapat diaplikasikan untuk penentuan besaran dari hidrokarbon tersebut.

### 1.6. Lokasi Penelitian

Lokasi penelitian berada di lapangan SBL Formasi Lower Arang Bagian Atas Cekungan Natuna Barat (lokasi dirahasiakan oleh perusahaan)

### 1.4. Waktu Penelitian

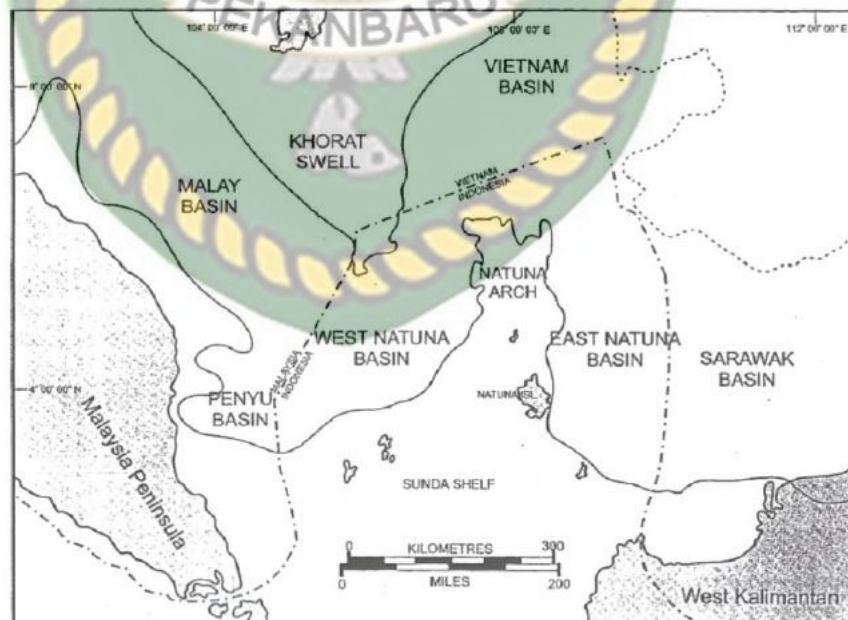
Penelitian ini dilaksanakan mulai bulan 01 Mei 2019 sampai bulan Oktober 2019 yang terdiri dari tahap persiapan, kajian pustaka, pengolahan data, penyusunan laporan dan penelitian ini diharapkan selesai pada awal November 2019.

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1. Geologi Regional

Cekungan Natuna Barat berada pada kerak kontinen yang tersusun oleh batuan beku dan metamorf yang berumur Kapur Awal – Kapur Akhir. Cekungan ini dibatasi oleh Cekungan Penyau di baratdaya, Cekungan Malay di baratlaut, Kepulauan Natuna di timur, Khorat Swell di utara serta Paparan Sunda di selatannya (Gambar 2.1). Pengisian sedimen Cekungan Natuna Barat diperkirakan dimulai dari Oligosen sampai dengan Resen. Minyak dan gas pada Cekungan Natuna Barat ditemukan di Formasi Gabus, Udang, Upper Arang dan Lower Arang. Dengan sumber organik adalah batubara yang ada pada Formasi Lower Arang dan Gabus, serta shale lakustrin yang terdapat pada Formasi Belut, Gabus, Barat, Lower Arang dan Upper Arang (Pollock et al., 1984; Michael dan Adrian, 1996). Batuan penudung (*seal rocks*) merupakan batulempung yang banyak dijumpai pada Formasi Belut, Gabus, Barat, Lower dan Upper Arang.

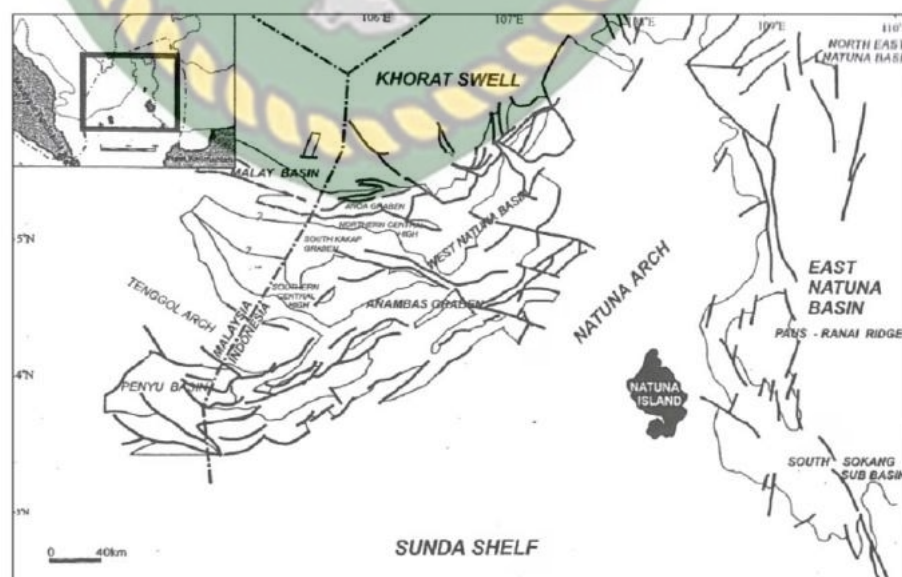


Gambar 2.1. Lokasi Cekungan Natuna Barat (Darman dan Sidi, 2000)

### 2.2.1. Tatanan Tektonik Regional

Cekungan Natuna Barat merupakan cekungan rift intrakontinental yang berada pada Paparan Sunda (Daines, 1985 op cit. Darman dan Sidi, 2000). Perkembangan cekungan ini dipengaruhi oleh dua fase tektonik utama yaitu fase ekstensional pada Eosen - Oligosen dan fase kompresional pada Miosen. Fase ekstensional yang terjadi pada Eosen - Oligosen dipengaruhi oleh adanya kolisi (*collision*) antara India dan Asia (Tapponier et al., 1982; op cit. Wongsosantiko dan Wirojudo, 1984). Fase ini mengakibatkan terjadinya *rifting / pull-apart* yang menghasilkan graben dan setengah graben pada Cekungan Natuna Barat.

Fase kompresional yang terjadi pada Miosen diperkirakan dipengaruhi oleh pergerakan Blok Indochina menuju Paparan Sunda (Hamilton, 1979; op cit. Wongsosantiko dan Wirojudo, 1984). Fase ini mengakibatkan terbentuknya struktur inversi (*fase inversi*), sesar naik serta sesar geser. Struktur utama (gambar 2.2) pada cekungan ini memiliki orientasi umum berarah baratdaya-timurlaut (SW-NE) dan baratlaut-tenggara (NW-SE) (Conocophillips, 2007; Wongsosantiko dan Wirojudo, 1984).

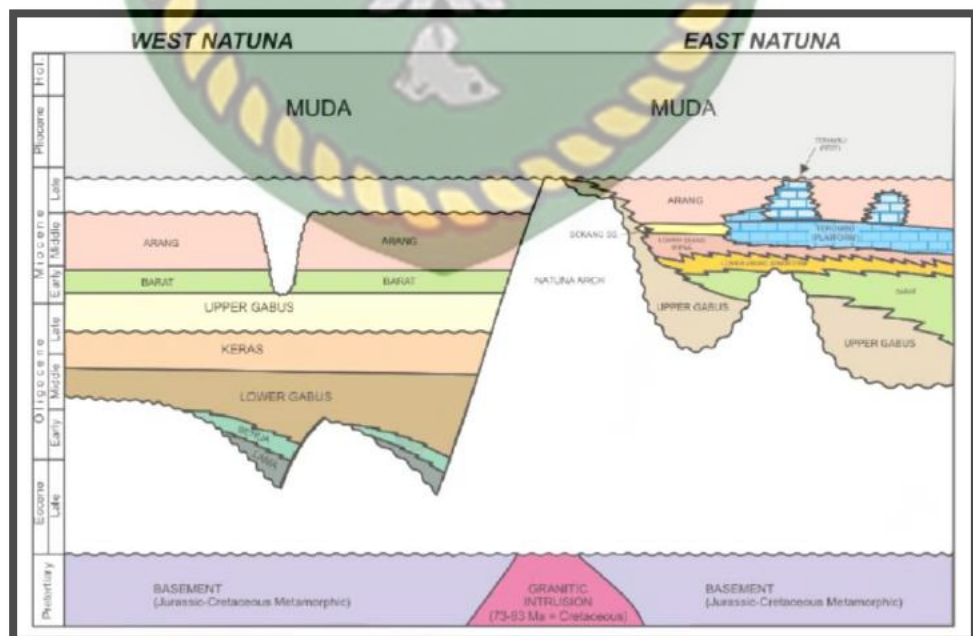


Gambar 2.2. Tatanan Tektonik Natuna Barat (Darman dan Sidi, 2000)

### 2.2.1. Susunan Stratigrafi Regional

Stratigrafi cekungan Natuna Barat dimulai dari basement pra-tercier dan seluruh pengendapan tersier. Urutan lithostratigrafi di Cekungan Natuna Barat dari yang paling tua (basement) sampai ke yang muda menurut Conoco Block B Team (1997) dibagi atas lima kelompok, yaitu:

- I. Batuan Dasar atau Basement, berumur Pra-Tersier.
- II. Kelompok Belut, berumur antara Eocene sampai Oligocene Bawah
- III. Kelompok Gabus, berumur akhir Oligocene.
- IV. Kelompok Udang, berumur antara akhir Oligocene atas sampai awal Miocene.
- V. Kelompok Barat, berumur antara Oligocene Bawah sampai Miocene Bawah.
- VI. Kelompok Arang, berumur antara Miocene Bawah sampai Miocene Tengah.
- VII. Kelompok Muda, berumur antara Miocene Atas sampai Pleistocene.



Gambar 2.3. Stratigrafi Regional Cekungan Natuna Barat (Darman, 2000)

Sekarang pembagian stratigrafi cekungan ini dihubungkan dengan perkembangan/evolusi cekungan. Stratigrafi Cekungan Natuna Barat kemudian dibagi menjadi empat megasikuen tektonostratigrafi, yaitu:

- a. Megasikuen Syn-rift
- b. Megasikuen Post-rift
- c. Megasikuen Syn-Inversi
- d. Megasikuen Post-Inversi

Berikut ini adalah tektonostratigrafi Cekungan Natuna Barat :

#### 1. Batuan dasar (Pra Tersier)

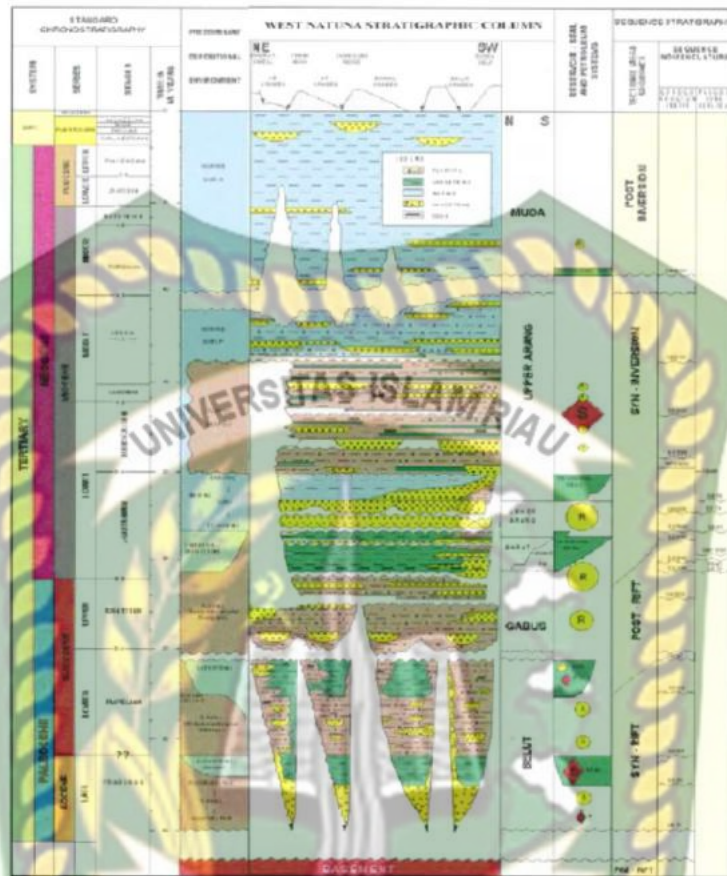
Batuan dasar tersusun oleh batuan plutonik seperti granit, kuarsit, gneiss, serta batuan metasedimen dan metavulkanik seperti argillite dan metakonglomerat.

#### 2. Endapan Syn-rift (Eosen Akhir – Oligosen Awal)

Endapan ini tersusun oleh Formasi Belut, yang merupakan sedimen tersier tertua pada Cekungan Natuna Barat. Formasi ini terendapkan secara tidak selaras diatas batuan dasar Pra Tersier, yang berlangsung selama fase awal proses rifting pada cekungan ini. Endapan yang termasuk Formasi Belut ini terbagi menjadi tiga bagian sikuen yaitu:

##### a. Sikuen pertama,

Sikuen yang dapat disetarakan dengan SB 0 – 30. Sikuen ini diidentifikasi dari penampang seismik dan belum pernah tertembus oleh mata bor. Sikuen ini penyebarannya cukup terbatas.



Gambar 2.4. Stratigrafi Natuna Barat yang menunjukkan empat megasikuen tektonostratigrafi (Conocophillips, 2007).

b. Sikuen kedua

Sikuen ini dapat disetarakan dengan SB 30 – 50, terdiri dari beberapa parasikuen yang terendapkan pada lingkungan lakustrin. Sikuen ini diperkirakan memiliki ketebalan 500 sampai 2000 kaki dan bisa mencapai 10000 kaki pada depocenternya. Batupasir pada sikuen ini tersorting buruk dan kaya akan fragmen kuarsa, batuan metamorf dan batuan beku, serta memiliki matriks lempung. Shale yang ada sebagian besar menjadi batuan sumber utama hidrokarbon.

## c. Sikuen ketiga

Sikuen yang dapat disetarakan dengan SB 50 – 90 yang terendapkan setelah sikuen kedua. Sikuen ini secara umum berbutir halus dan tersusun oleh perselingan batupasir dan batulempung. Sikuen ini lebih kecil dibandingkan sikuen kedua, dengan ketebalan antara 200 sampai 2500 kaki.

## 3. Endapan Post-rift (Oligosen Awal – Oligosen Akhir)

Endapan post-rift ini tersusun oleh Formasi Gabus dan dapat disetarakan dengan SB 90 - 200. Formasi ini tersusun oleh perselingan batupasir dan batulempung. Batupasir yang ada berbutir halus–sedang, fragmen litik dan felspar sedikit, bisa berupa blocky ataupun menghalus ke atas, serta terkadang masif (Darman dan Sidi, 2000; Pollock et al., 1984). Formasi ini diperkirakan merupakan endapan fluvial-deltaik dan fluvial.

## 4. Endapan Syn-inversi (Oligosen Akhir – Miosen Tengah)

## a. Formasi Udang

Formasi Udang terdiri dari batupasir dan batulanau fluvial-deltaik. Batupasir pada formasi ini berbutir sedang - kasar dan tersorting baik, yang sebagian besar tersusun oleh kuarsa dan feldspar dengan sebagian kecil fragmen batuan metamorfik dan plutonik. Batupasir ini sangatlah porous dan permeabel, dan menunjukkan adanya porositas sekunder yang terjadi akibat pelarutan feldspar. Diatas batupasir ini diendapkan sekitar 1500 kaki interval yang terdiri dari perselingan batupasir, batulanau dan batulempung. Interval ini diendapkan selama proses subsidence, batupasir yang ada umumnya tipis, tersorting baik dan bersih (clean).

## b. Formasi Barat

Formasi Barat tersusun oleh batulempung endapan laut dangkal / lakustrin, yang menunjukkan penyebaran marin pertama pada cekungan ini. Batulempung

ini memiliki ketebalan mencapai 250 kaki, membentuk sebuah lapisan penudung yang penting, baik secara regional maupun lokal.

#### c. Formasi Arang

Formasi Arang terbagi menjadi dua, yaitu Lower Arang dan Upper Arang. Formasi Lower Arang disusun oleh batupasir dan secara selaras diendapkan diatas Formasi Barat. Sedangkan Formasi Upper Arang tersusun oleh perselingan batupasir dan batulempung dan secara selaras diendapkan diatas Formasi Lower Arang.

#### 5. Endapan Post-inversi (Miosen Akhir – Resen)

Endapan ini disusun oleh Formasi Muda yang diendapkan tidak selaras diatas Formasi Arang. Formasi ini sebagian besar disusun oleh batulempung dan batulanau, dengan sebagian kecil lapisan batupasir.

Penamaan formasi pada cekungan ini tidak sesuai dengan kaidah sandi stratigrafi yang berlaku. Namun untuk mempermudah pemahaman laporan penelitian ini, penulis tetap mencantumkan nama formasi seperti apa adanya.

### 2.2. Landasan Teori

Teori dalam bab ini meliputi semua aspek hidrokarbon sebagai topik utama pembahasan penilaian formasi yang meliputi :

#### 2.2.1. Petroleum Sistem

Minyak dan gas pada Cekungan Natuna Barat ditemukan di Formasi Gabus, Udang, Upper Arang dan Lower Arang. Dengan sumber organik adalah batubara yang ada pada Formasi Lower Arang dan Gabus, serta *shale* lakustrin yang terdapat pada Formasi Belut, Gabus, Barat, Lower Arang dan Upper Arang (Pollock et al., 1984; Michael dan Adrian, 1996). Batuan penudung (*seal rocks*) merupakan batulempung yang banyak dijumpai pada Formasi Belut, Gabus, Barat, Lower dan Upper Arang.

### 2.2.1.1. Batuan Sumber (*Source Rock*)

Berdasarkan analisis pirolisis menunjukkan bahwa hidrokarbon berada seribu *feet* dari formasi Barat. Serta menyatakan bahwa Formasi Benua, Lama, Keras dan Barat memiliki potensial menjadi batuan sumber. Minyak X terbentuk dari kerogen tipe 1 yang berasal dari formasi Lama dan Keras. Titik akumulasi adalah pada kedalaman 9000 ft, pada 227o F. Batuan sumber pada *Lower Gabus* yang memiliki nilai TOC rendah-sedang, dan terjadi didalam *mudstone*, *thin carboneceus sandstone*, dan batubara.(Redjoso, Tutuka Riadji.2013)

### 2.2.1.2. Reservoir dan Seal

Batuan reservoir pada formasi Lama/Benua memiliki porositas berkisar antara 7% dengan permeabilitas 0,1-2,3 md. Formasi Lower Gabus memiliki porositas rata-rata 22%, dan formasi Keras memiliki porositas 16-23%. Formasi Barat dan Arang memiliki batuan *shale*, sehingga efektif menjadi batuan *seal/cap rock*. Dorongan yang kuat pada tahap inversi menjadikan formasi ini adalah formasi *Fault Seal*. (Redjoso, Tutuka Riadji.2013).

### 2.2.1.3. Trap dan Migrasi

Karena depocenter pada cekungan Natuna Barat adalah lipatan tipe Sunda, trap yang paling mudah terjadi adalah *anticline*. Lapisan *sandstone* dari sedimen *syn-rift* dapat juga menjadi trap *stratigraphic* dan kombinasi keduanya. Waktu hidrokarbon bermigrasi bertepatan pada saat inversi awal, yaitu pada zaman *Oligocene*. Arah migrasi terbagi menjadi dua kemungkinan. Pertama adalah migrasi *dip/lateral*, yaitu dari *source rock* menuju *reservoir rock*, dan yang lainnya adalah migrasi vertikal, yaitu migrasi dari *source rock* menuju reservoir melalui jalur patahan secara vertikal. (Redjoso, Tutuka Riadji.2013)

#### 2.2.1.4. Akumulasi Hidrokarbon (*Play*)

Cekungan Natuna Barat terdiri dari tiga tipe akumulasi. *Normal Play fault* N-S series berkembang sepanjang utara dan formasi selatan Kakap. Beberapa hidrokarbon terperangkap dalam *pay zone* yang terpisah dan independen. Trap tergantung dari jenis fault, dengan *top seal* diberikan oleh regional *shale* unit dan *shale* intra formasi. Prospek potensial cukup kecil untuk satuan akumulasi, akan tetapi reserve komersial dapat mencapai 2 MMBLS. Akumulasi ini cukup *mature* pada saat ini. Akumulasi *syn-rift* telah teridentifikasi pada bagian barat tengah dari Formasi Selatan Kakap. Hidrokarbon ditemui pada lapisan *sandstone fluvio-deltaic* dari formasi *Upper Lama*. Akumulasi Lipatan Sunda ditemukan pada Formasi *North* Kakap. Inversi struktural pada daerah ini mengakibatkan *uplift* dan erosi pada sealing regional. (Redjoso, Tutuka Riadji.2013)

#### 2.2.1.5. Hasil dan Perhitungan Keekonomian

Hasil perhitungan sensitivitas menjadi landasan perhitungan. Dijelaskan faktor keekonomian, dimana akan dilihat seberapa besar tingkat pengembalian terhadap investasi yang telah dikeluarkan, termasuk seberapa besar resiko yang akan diterima terhadap investasi pengembangan tersebut. Hasilnya adalah pengembangan lapangan ini cukup *feasible* untuk dilaksanakan. (Titis, Tutuka Riadji, 2013)

## 2.3. Teori dasar

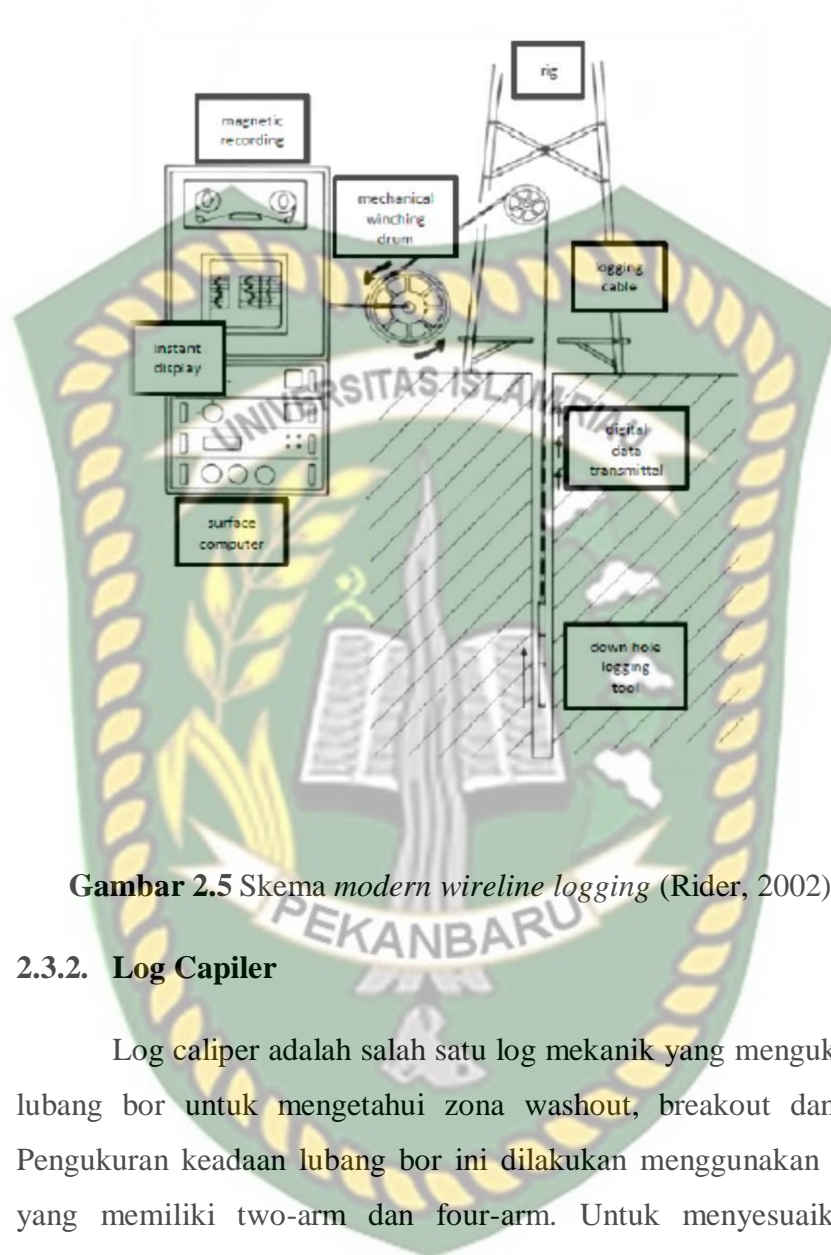
### 2.3.1. Analisa Log

Log adalah suatu grafik kedalaman dari satu set kurva yang menunjukkan parameter yang diukur secara kesinambungan di dalam sumur (Harsono, 1997).

Coring merupakan metode yang digunakan untuk mengambil batu inti (core) dari dalam lubang bor (Bateman, 1985). Coring penting untuk mengkalibrasi model petrofisik dan mendapat informasi yang tidak diperoleh melalui log.

Petrofisika adalah salah satu cabang ilmu geofisika yang mempelajari sifat fisik batuan (Ahsanitaqwm, 2016). Sedangkan pengertian logging adalah mengumpulkan data bawah permukaan agar dapat digunakan untuk melakukan penilaian terhadap formasi yang meliputi zona reservoir, kandungan formasi (fluida), petrofisik reservoir dan tekanan bawah permukaan (Setyowiyoto dkk, 2002).

Evaluasi formasi adalah proses analisis ciri dan sifat fisik batuan di bawah permukaan dengan menggunakan hasil pengukuran lubang bor. Tujuan dari evaluasi formasi untuk mengidentifikasi *reservoir* dan memperkirakan cadangan hidrokarbon. Evaluasi formasi membutuhkan berbagai macam pengukuran dan analisis yang saling melengkapi satu sama lain. Pengukuran dan analisis yang saling melengkapi satu sama lain. Tujuan utama dari evaluasi formasi adalah untuk mengidentifikasi reservoir, memperkirakan cadangan hidrokarbon, dan memperkirakan perolehan hidrokarbon (Harsono, 1997).

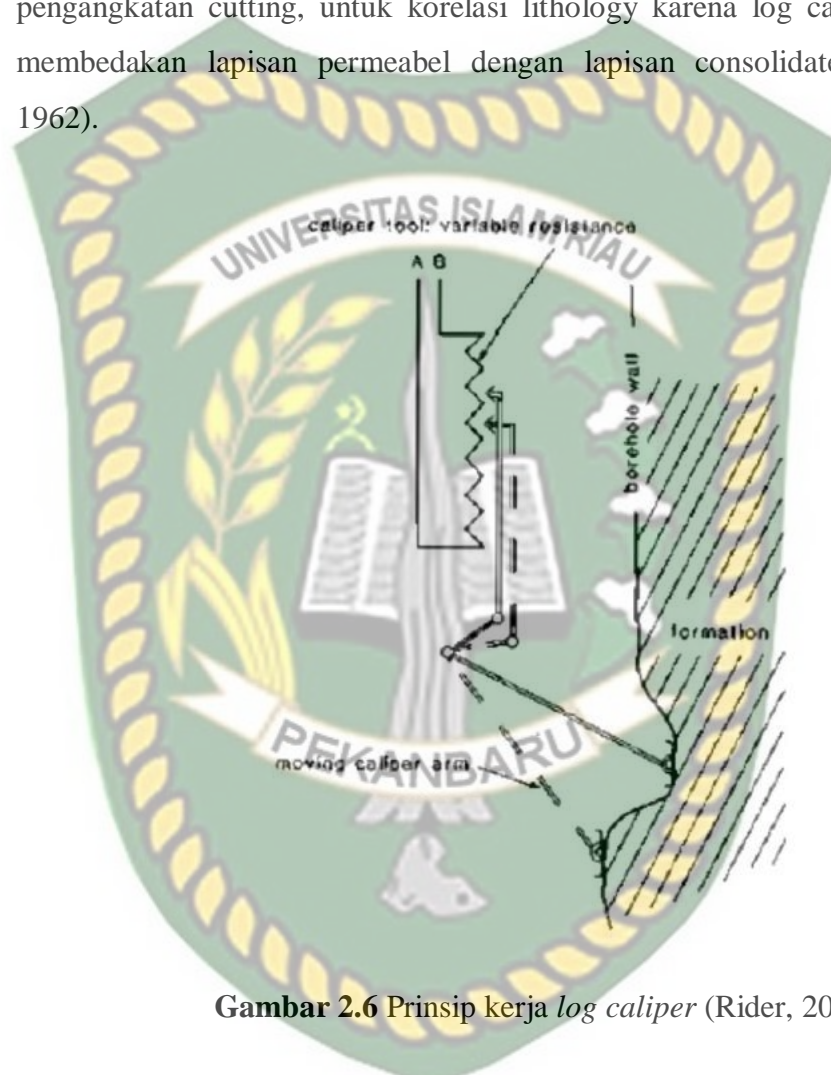


**Gambar 2.5** Skema *modern wireline logging* (Rider, 2002)

### 2.3.2. Log Caliper

Log caliper adalah salah satu log mekanik yang mengukur keadaan lubang bor untuk mengetahui zona washout, breakout dan lain lain. Pengukuran keadaan lubang bor ini dilakukan menggunakan alat caliper yang memiliki two-arm dan four-arm. Untuk menyesuaikan dengan kondisi lubang bor, peralatan log caliper dilengkapi dengan pegas yang dapat mengembang secara fleksibel. Ujung paling bawah dari pegas tersebut dihubungkan dengan rod. Posisi rod ini tergantung pada kompresi dari spring dan ukuran lubang bor. Manfaat log caliper sangat banyak, yang paling utama adalah untuk menghitung volume lubang bor untuk menentukan volume semen pada operasi cementing, selain itu dapat berguna untuk pemilihan bagian gauge yang tepat untuk setting packer (misalnya operasi DST), interpretasi log listrik akan mengalami kesalahan

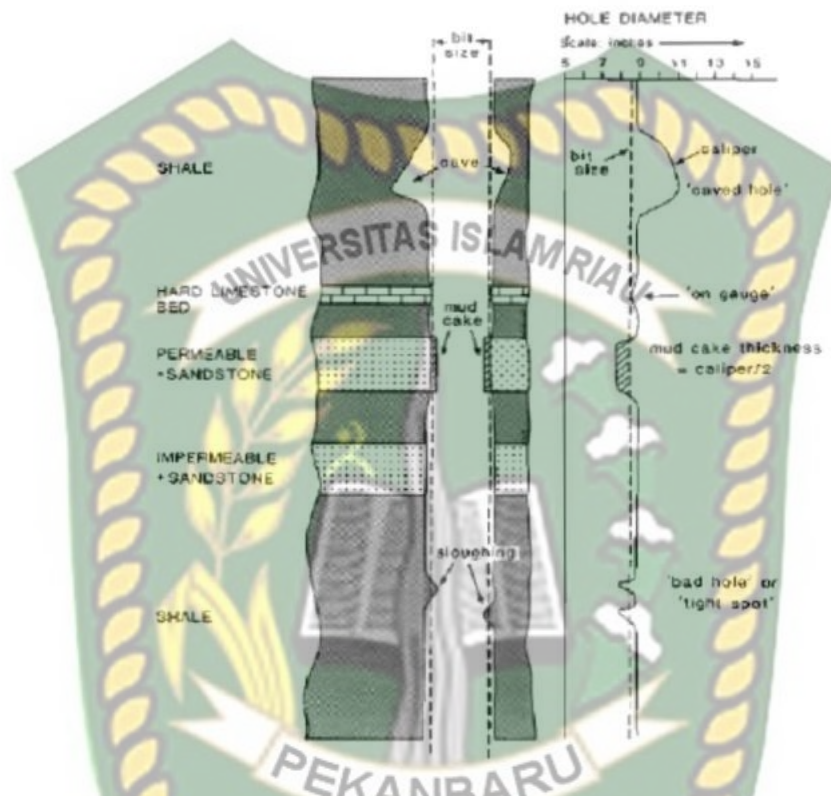
apabila asumsi ukuran lubang bor sebanding dengan ukuran pahat (bit) oleh karena itu perlu diketahui ukuran lubang bor dengan sebenarnya, perhitungan kecepatan lumpur di annulus yang berhubungan dengan pengangkatan cutting, untuk korelasi lithology karena log caliper dapat membedakan lapisan permeabel dengan lapisan consolidated (Lynch, 1962).



**Gambar 2.6** Prinsip kerja *log caliper* (Rider, 2002)

In gauge adalah keadaan dimana ukuran lubang bor sama dengan ukuran drill bit jadi bisa diartikan termasuk lubang bor yang bagus. Ini juga merupakan indikasi dari teknik pemboran yang bagus. Washout adalah besarnya lubang daripada drill bit yang diakibatkan oleh litologi shale atau bisa juga diakibatkan lapisan yang unconsolidated karena berada pada cekungan yang muda. Keyseat adalah lubang yang asimetris di bentuk akibat penggunaan drill string dimana inklinasinya berubah atau pada saat perubahan dari vertical well ke horizontal well. Breakout adalah

lubang bor yang berbentuk ellips dan diakibatkan oleh Shmin atau minimum horizontal stress (Rider, 2002).



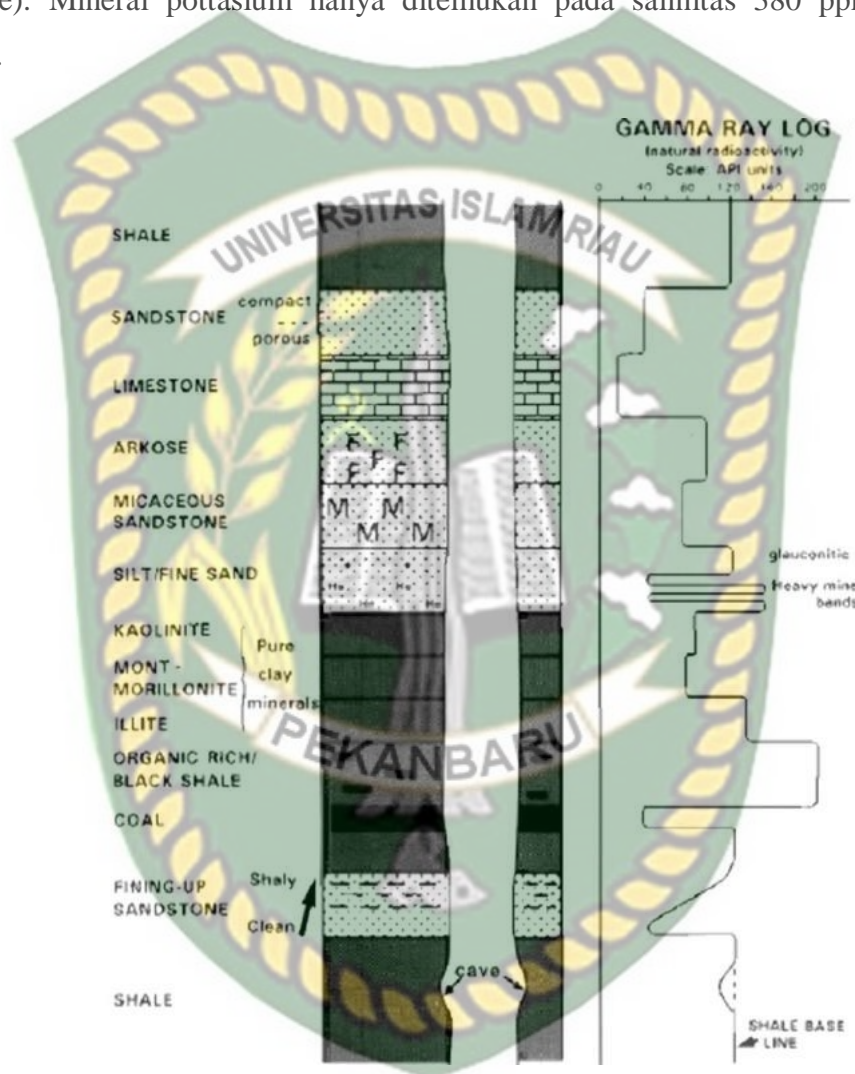
Gambar 2.7 Respon log caliper (Rider, 2002)

### 2.3.3. Log Nuclear

#### 2.3.3.1. Log Gamma Ray

Log gamma ray adalah salah satu log radioaktif, alat log gamma ray mengukur natural emisi gamma ray dari subsurface. Log gamma ray ini bisa digunakan pada saat open hole maupun cased hole. Radioaktif yang direkam alat gamma ray ini adalah K (Potassium), Th (Thorium), dan U (Uranium) (Bateman, 1985). Alat logging ini juga bisa digunakan untuk mengestimasi Vsh (Volume Shale) pada suatu sumur dengan menggunakan natural gamma ray ataupun spectral gamma ray. Satuan dari hasil pengukuran alat ini adalah API (American Petroleum Institute). Gamma ray juga dijadikan log untuk membedakan sandstone dan shale, karena alat ini mengukur kandungan radioaktif suatu formasi. Akan

tetapi tidak semua mineral radioaktif itu ditemukan pada shale ataupun clay. Mineral radioaktif bisa juga ditemukan pada sandstone yang memiliki heavy minerals seperti pyrite, glauconite (Rider, 2002) maupun golongan mineral mica (biotite). Mineral pottasium hanya ditemukan pada salinitas 380 ppm (Serra, 1984).



Gambar 2.8. Respon log gamma ray (Rider, 2002)

Prinsip pengukurannya adalah mendeteksi arus yang ditimbulkan oleh ionisasi yang terjadi karena adanya interaksi sinar gamma dari formasi dengan gas ideal yang terdapat didalam kamar ionisasi yang ditempatkan pada sonde. Besarnya arus yang diberikan sebanding dengan intensitas sinar gamma yang bersangkutan. Didalam formasi hampir semua batuan sedimen mempunyai sifat radioaktif yang tinggi, terutama terkonsentrasi pada mineral *clay*.

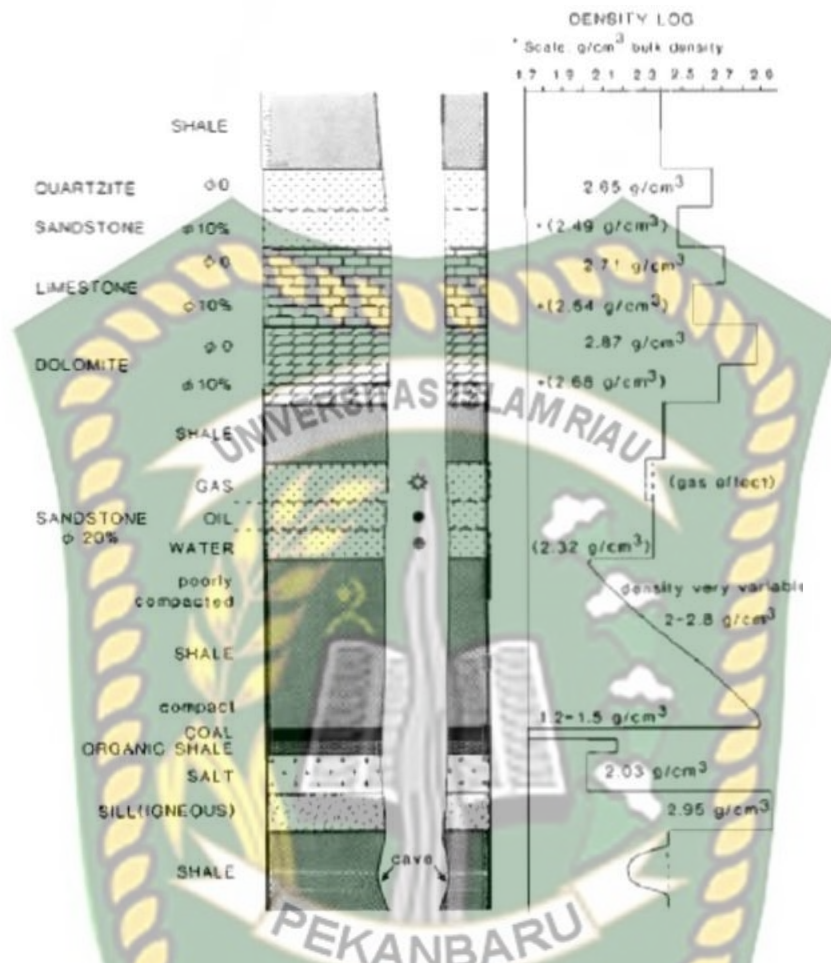


**Gambar 2.9.** Skema penyebaran compton *gamma ray* (Lavenda, 1985)

Formasi yang bersih (clean formasi) biasanya mengandung sifat radioaktif yang kecil, kecuali lapisan tersebut mengandung mineral mineral tertentu yang bersifat radioaktif atau lapisan berisi air asin yang mengandung garam-garam potassium yang terlarutkan (sangat jarang), sehingga harga sinar gamma akan tinggi. Dengan adanya perbedaan sifat radioaktif dari setiap batuan, maka dapat digunakan untuk membedakan jenis batuan yang terdapat pada suatu formasi. Selain itu pada formasi shaly sand, sifat radioaktif ini dapat digunakan untuk mengevaluasi kadar kandungan clay yang dapat berkaitan dengan penilaian produktif suatu lapisan berdasarkan intepretasi data logging (Dewan, 1983).

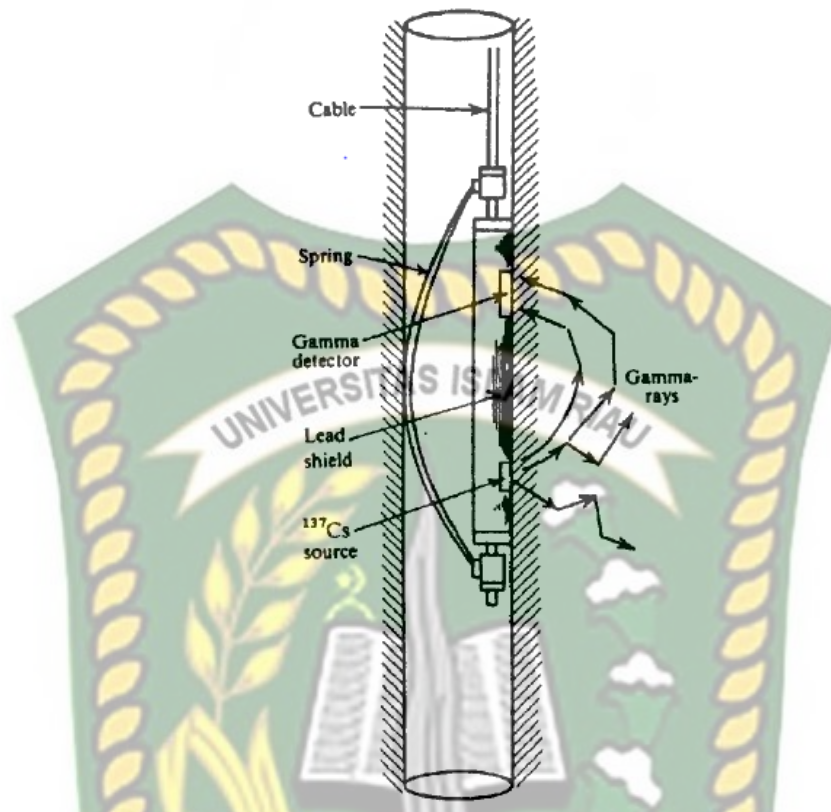
### 2.3.3.2. Log Density

Log density adalah log yang mengukur bulk density formasi, ini juga termasuk matrix dan fluida yang terperangkap di dalam pori-pori. Secara kuantitatif log density digunakan untuk mengukur porositas (porosity) dan secara tidak langsung mengukur densitas hidrokarbon (HC). Secara kualitatif log ini digunakan untuk menentukan lithology dan jenis mineral tertentu, log ini juga bisa digunakan untuk mengidentifikasi fracture pada formasi (Rider, 2002).



**Gambar 2.10.** Respon *log density* (Rider, 2002)

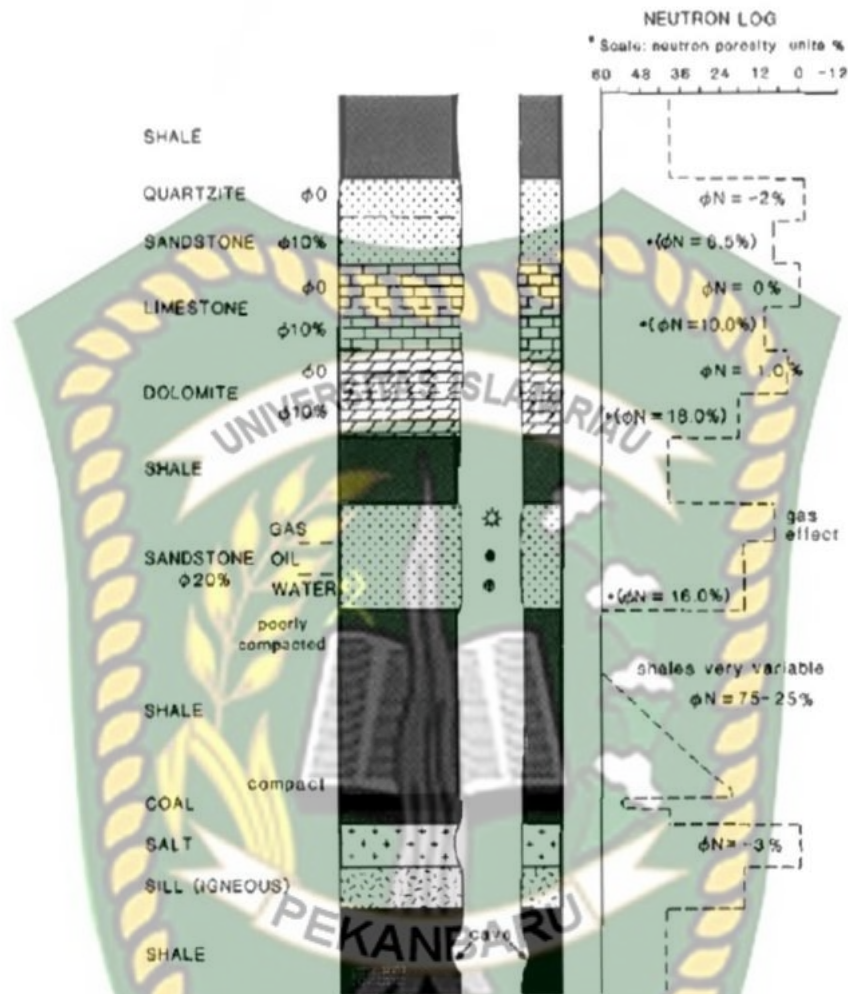
Prinsip kerja density log adalah dengan jalan memancarkan sinar gamma dari sumber radiasi sinar gamma yang diletakkan pada dinding lubang bor. Pada saat sinar gamma menembus batuan, sinar tersebut akan bertumbukkan dengan elektron pada batuan tersebut, yang mengakibatkan sinar gamma akan kehilangan sebagian dari energinya dan yang sebagian lagi akan dipantulkan kembali, yang kemudian akan ditangkap oleh detektor yang diletakkan diatas sumber radiasi. Intensitas sinar gamma yang dipantulkan tergantung dari densitas batuan formasi (Dewan, 1983).



**Gambar 2.11.** Skema *log density* (Telford, 1998)

### 2.3.3.3. Log Neutron

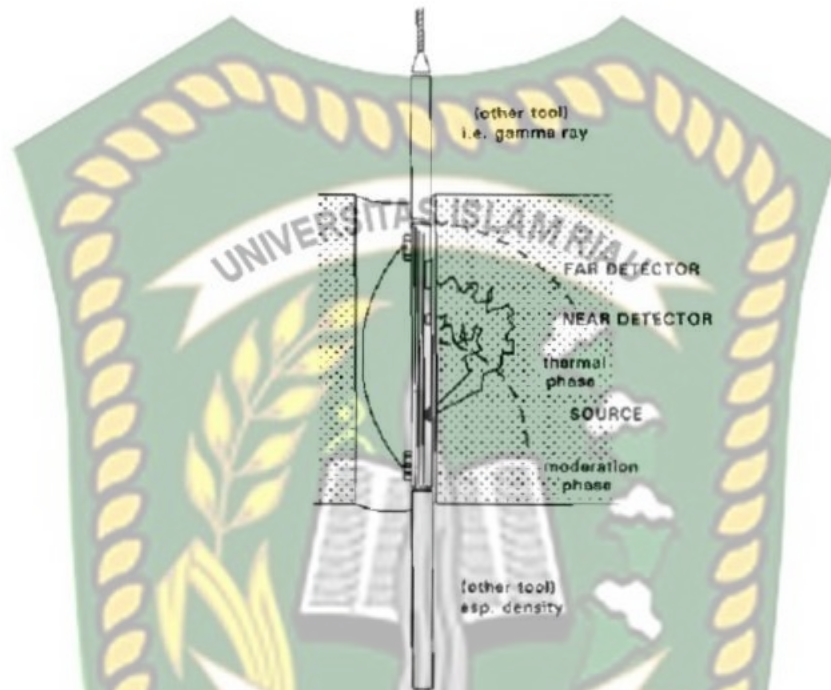
Log Neutron merekam Hydrogen index (HI) dari formasi. HI merupakan indikator kelimpahan kandungan hidrogen dalam formasi. Satuan pengukuran dinyatakan dalam satuan PU (Porosity Unit). Log neutron juga disebut sebagai log porositas. Respon log neutron sangat tergantung pada lithology, spasi antara detector dan sumber yang terakhir adalah perbedaan tipe detector. Neutron log sumbernya dibuat dari campuran americium dan beryllium yang akan mengemisikan neutron. Setelah di emisikan neutron ke dalam formasi, neutron akan kehilangan energi sehingga kita bisa mengetahui kandungan hidrogen di dalam formasi tersebut. Sedangkan energi yang hilang itu adalah porositas formasi (Asquith & Gibson, 1983).



**Gambar 2.12.** Respon log neutron (Rider, 2002)

Prinsip kerja dari *neutron log* adalah sebagai berikut, energi tinggi dari *neutron* dipancarkan secara kontinu dari sebuah sumber radioaktif yang ditempatkan didalam sonde logging yang diletakkan pada jarak *spacing* pendek sekitar 10-18 inch dari detektor *gamma ray*. Pada operasi *logging*, *neutron* meninggalkan sumbernya dengan energi tinggi, tetapi dengan cepat akan berkurang karena bertumbukan dengan inti-inti elemen didalam formasi. Semua inti-inti elemen turut serta dalam pengurangan energi ini, tetapi yang paling dominan adalah atom dengan massa atom yang sama dengan neutron yaitu hidrogen. Setelah energi *neutron* banyak berkurang kemudian *neutron* tersebut akan menyebar didalam formasi tanpa kehilangan energi lagi sampai tertangkap

dan terintegrasi dengan inti-inti elemen batuan formasi, seperti klorine dan silikon. Inti-inti ini akan terangsang untuk memancarkan sinar *gamma*. Kemudian detektor sinar *gamma* akan merekam radiasi sinar *gamma* tersebut.



**Gambar 2.13.** Skema *log neutron* (Rider, 2002)

Bila kerapatan di dalam formasi cukup tinggi, yaitu mengandung air, minyak dan gas atau di dalam lapisan shale maka energi neutron akan diperlambat pada jarak yang sangat dekat dengan sumber dan akibatnya hanya sedikit radiasi sinar gamma yang direkam oleh detektor. Hal ini yang menjadi dasar hubungan antara jumlah sinar gamma per detik dengan porositas. Hubungan ini menunjukkan apabila jumlah sinar gamma per detik cukup tinggi maka porositasnya rendah.

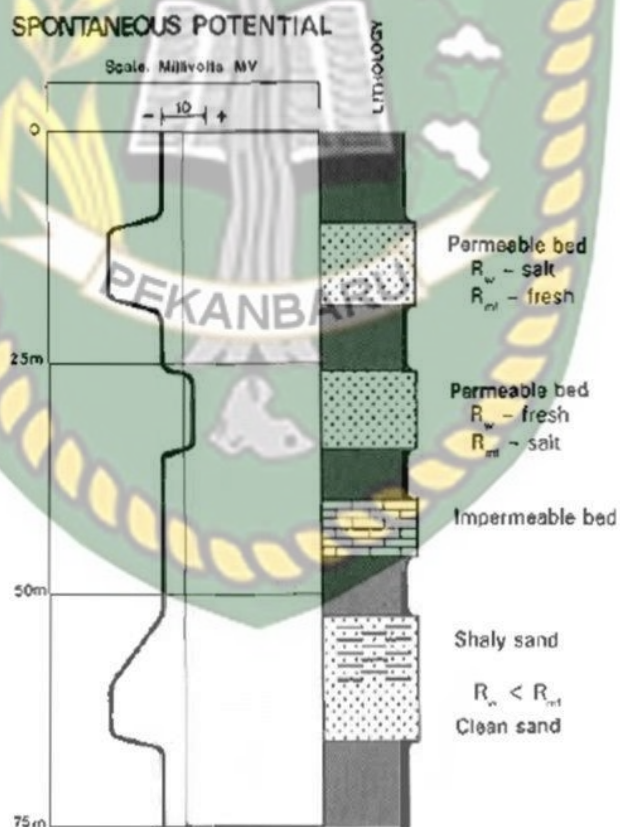
#### 2.3.3.4. Log Listrik

Log listrik merupakan suatu plot antara sifat-sifat listrik lapisan yang ditembus lubang bor dengan kedalaman. Sifat-sifat ini diukur dengan berbagai variasi konfigurasi elektrode yang diturunkan ke dalam lubang bor. Untuk batuan yang pori-porinya terisi mineral-mineral air asin atau *clay* maka akan

menghantarkan listrik dan mempunyai *resistivity* yang rendah dibandingkan dengan pori-pori yang terisi minyak, gas maupun air tawar. Oleh karena itu lumpur pemboran yang banyak mengandung garam akan bersifat konduktif dan sebaliknya.

### 2.3.3.5. *Log Spontaneous Potential (SP)*

Log SP (Spontaneous Potential) adalah log yang mengukur perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan dan sebuah elektroda yang ada pada lubang bor. Dalam pengukurannya ini log SP bisa digunakan untuk menentukan lapisan permeable, memberikan nilai  $R_w$ , dan mengestimasi kelepungan dari batuan reservoir (Dewan, 1983).



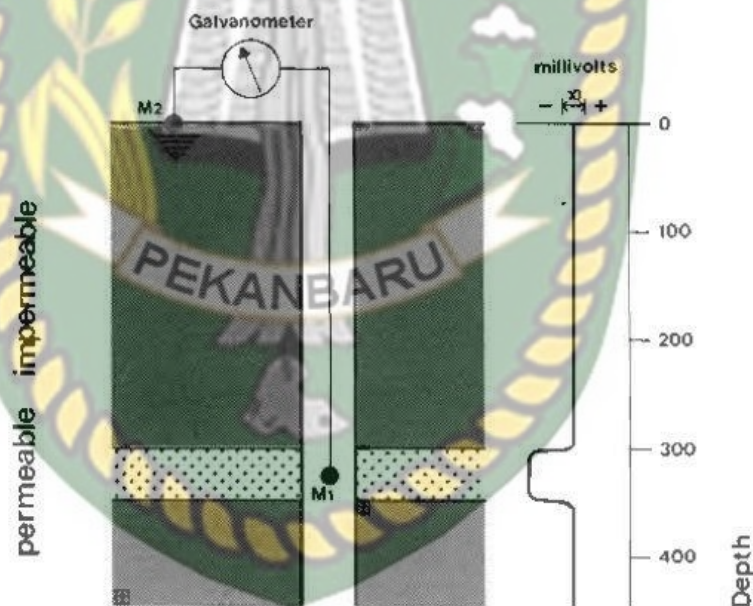
**Gambar 2.14.** Respon *log spontaneous potensial* (Rider, 2002)

Satuan log SP ini adalah Mv. Log SP harus digunakan pada mud yang bersifat konduktif dan tidak bisa digunakan pada mud yang bersifat non-

konduktif. *Hydrocarbon supression* adalah pengurangan nilai SP yang lebih besar dari *shale base line* (Asquith & Gibson, 1983).

Spontaneous potensial ini merupakan sirkuit sederhana yang terdiri dari dua buah elektroda dan sebuah galvanometer. Sebuah elektroda (M1) diturunkan kedalam lubang sumur dan elektroda yang lain (M2) ditanamkan di permukaan.

Disamping itu masih juga terdapat sebuah baterai dan sebuah potensiometer untuk mengatur potensial diantara kedua elektroda tersebut. Bentuk defleksi positif ataupun negatif terjadi karena adanya perbedaan salinitas antara kandungan dalam batuan dengan lumpur. Bentuk ini disebabkan oleh karena adanya hubungan antara arus listrik dengan gaya-gaya elektromagnetik (elektrokimia dan elektrokinetik) dalam batuan.



Gambar 2.15. Skema prinsip dari *log SP* (Rider, 2002)

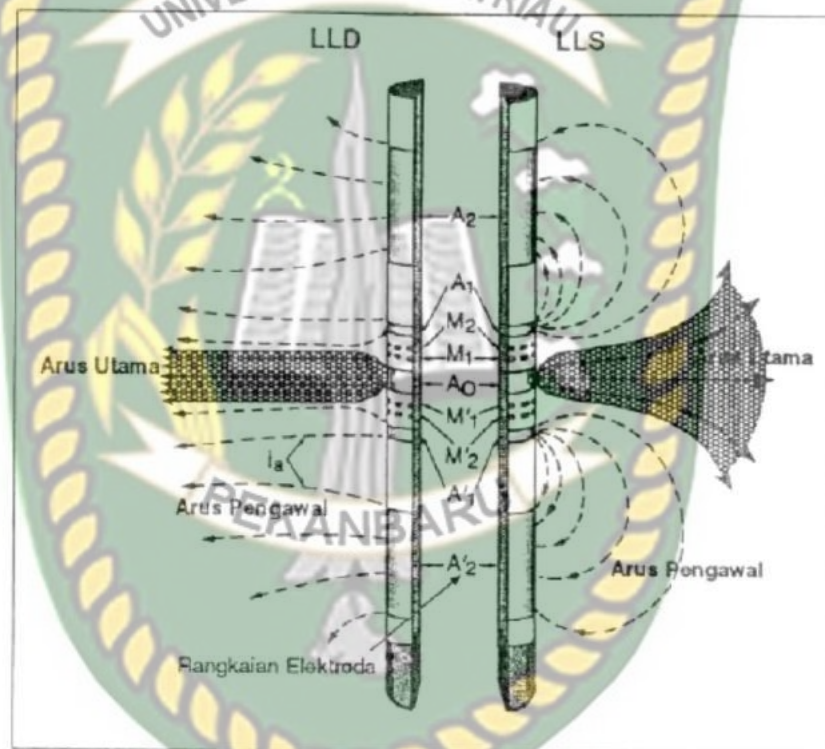
### 2.3.3.6. Log Resistivity

Log resistivity adalah log yang mengukur tahanan jenis suatu formasi (Rider, 2002). Alat yang digunakan adalah resistivity tools, yang dibagi menjadi 2, yaitu induction logs dan laterolog. Satuan log ini adalah ohm-m. Tahanan jenis

pada batuan memperlihatkan hubungan antara sifat kelistrikan pada batuan itu sendiri dengan porositas dan saturasi air. Dengan menggunakan tahanan jenis ini juga bisa disimpulkan bahwa daerah tersebut memiliki kehadiran hidrokarbon (Bassiouni, 1994).

#### 2.3.3.6.1. Alat *Laterolog*

Alat DLT memfokuskan arus listrik secara lateral kedalam formasi dalam bentuk lembaran tipis (Harsono, 1997).



Gambar 2.16. Prinsip kerja alat DLT (Harsono, 1997)

Ini dicapai dengan menggunakan arus pengawal (*bucking current*) yang berfungsi untuk mengawal arus utama (*measured current*) masuk ke dalam formasi sedalam-dalamnya.

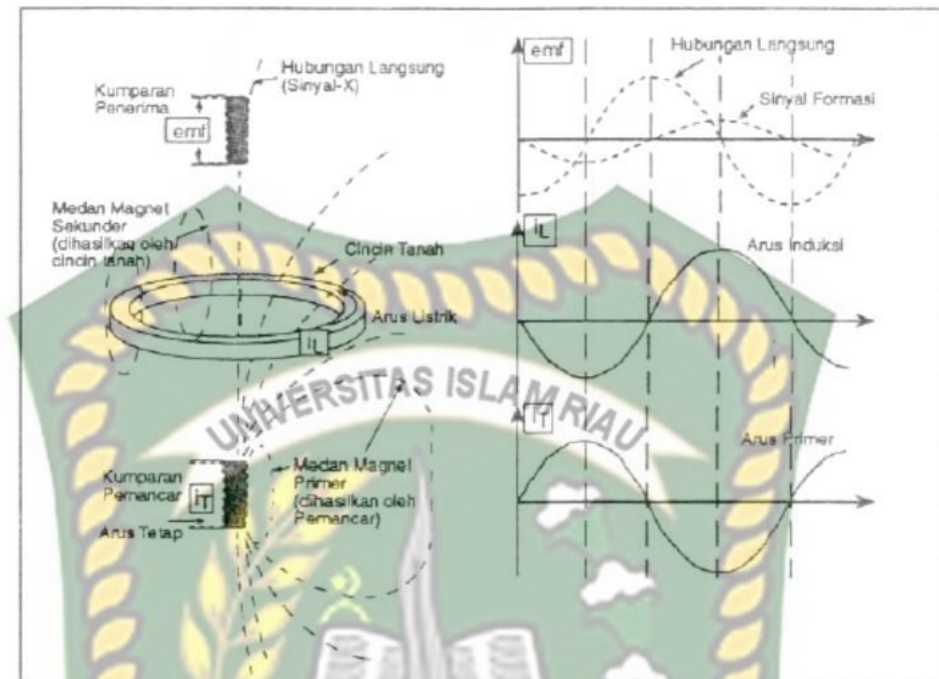
Sebenarnya alat DLT terdiri dari dua bagian, bagian pertama mempunyai elektroda yang berjarak sedemikian rupa untuk memaksa arus utama masuk sejauh mungkin ke dalam formasi dan mengukur LLd,

resistivitas *laterolog* dalam (Harsono,1997). Bagian lain mempunyai elektroda yang berjarak sedemikian rupa membiarkan arus utama terbuka sedikit, dan mengukur LLs, resistivitas *laterolog* dangkal (Harsono,1997). Hal ini tercapai karena arus yang dipancarkan adalah arus bolak-balik dengan frekuensi yang berbeda. Arus LLd menggunakan frekuensi 28kHz sedangkan frekuensi arus LLs adalah 35 kHz (Harsono,1997).

#### 2.3.3.6.2. Alat Induksi

Sonde terdiri dari dua set kumparan yang disusun dalam batangan fiberglass non-konduktif. Suatu rangkaian osilator menghasilkan arus konstan pada kumparan pemancar. Berdasarkan hukum fisika kita tahu bahwa bila suatu kumparan dialiri arus listrik bolak-balik akan menghasilkan medan magnet, sebaliknya medan magnet akan menimbulkan arus listrik pada kumparan. Hal ini menyebabkan arus listrik yang mengalir dalam kumparan alat induksi ini menghasilkan medan magnet di sekeliling sonde. Medan magnet ini akan menghasilkan arus eddy di dalam formasi di sekitar alat sesuai dengan hukum Faraday (Harsono,1997).

Formasi konduktif di sekitar alat bereaksi seperti kumparan-kumparan kecil. Bisa dibayangkan terdapat berjuta-juta kumparan kecil di dalam kumparan yang menghasilkan arus eddy terinduksi. Arus eddy selanjutnya menghasilkan medan magnet sendiri yang dideteksi oleh kumparan penerima. Kekuatan dari arus pada penerima sebanding dengan kekuatan dari medan magnet yang dihasilkan dan sebanding dengan arus eddy dan juga konduktivitas dari formasi (Harsono,1997).

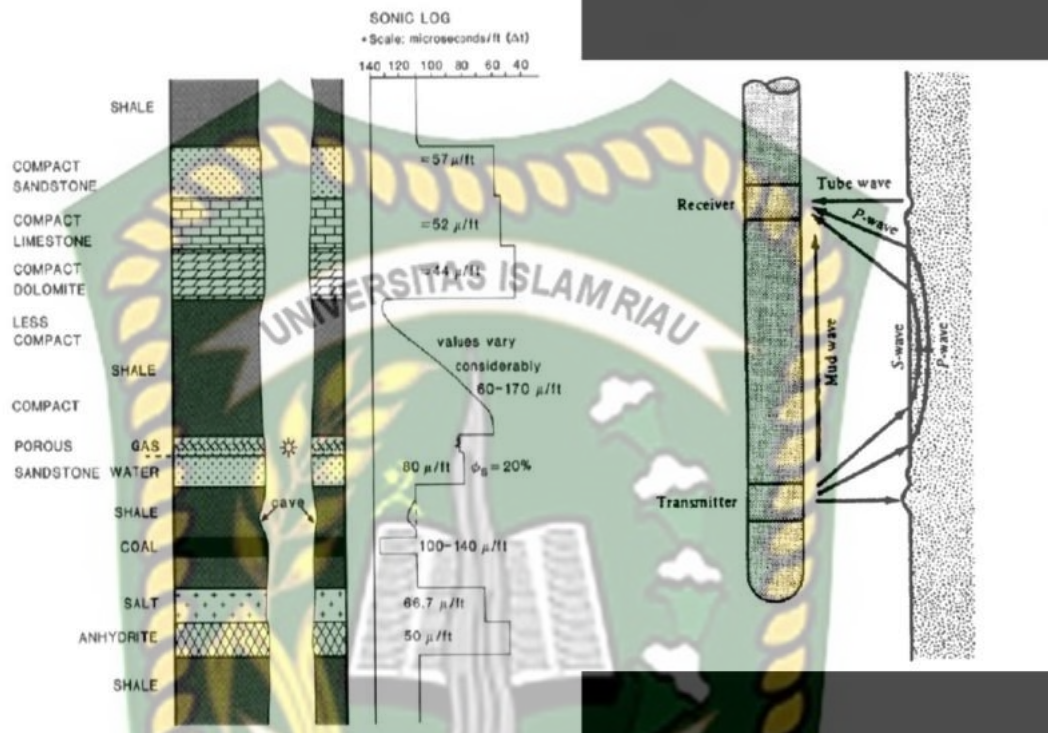


**Gambar 2.17.** Prinsip kerja alat Induksi (Harsono, 1997)

### 2.3.3.7. Log Sonic

Log sonic memberikan sebuah interval waktu yang dinamakan delta-t ( $\Delta t$ ). Pengukuran sebuah formasi menggunakan gelombang suara. Secara kualitatif *log* ini digunakan untuk mengevaluasi porositas yang ada pada pori-pori batuan. *Log* ini juga bisa dijadikan *log* untuk mengikatkan *well-log* dengan data *seismic* atau biasa kita sebut *well seismic tie*. Kegunaan lain dari *log* ini juga bisa membantu mengidentifikasi jenis litologi, *source rock* dan memprediksi zona *overpressure* (Rider, 2002). Bila pada transmitter dipancarkan gelombang suara, maka gelombang tersebut akan merambat kedalam batuan formasi dengan kecepatan tertentu yang akan tergantung pada sifat elastisitas batuan, kandungan fluida, porositas dan tekanan formasi. Kemudian gelombang ini akan terpantul kembali menuju lubang bor dan akan diterima oleh kedua *receiver*. Selisih waktu penerimaan ini direkam oleh *log* dengan satuan *microsecond per feet* ( $\mu\text{sec/ft}$ ) yang dapat dikonversikan dari kecepatan rambat gelombang suara dalam ft/sec.

Interval transite *time* ( $\Delta t$ ) suatu batuan formasi tergantung dari *lithology* dan porositasnya.



Gambar 2.18. Respon dan prinsip kerja *log sonic* (Rider, 2002 ) & (Labo, 1987)

**BAB III****METODE PENELITIAN****3.1. Objek Penelitian**

Dalam penelitian tugas akhir ini, yang menjadi sasaran objek penelitian adalah sebagai berikut :

- a. Mengetahui sifat fisik batuan reservoir pada data log di lapangan SBL Cekungan Natuna Barat
- b. Menentukan Nilai Kandungan Shale, Porositas dan Saturasi Air pada Lapangan SBL Cekungan Natuna Barat.
- c. Membuat pemodelan Peta Penyebaran Volume Shale, Peta Porositas ( $\emptyset$ ) dan Peta Saturasi Air (Sw) pada lapangan SBL Cekungan Natuna Barat.

**3.2. Waktu dan Tempat Penelitian**

Waktu pengolahan data dilakukan mulai dari bulan Mei 2019 sampai selesai. Tempat pengambilan data penelitian berada pada daerah Natuna Barat lapangan SBL Cekungan Natuna Barat.

**3.3. Peralatan Penelitian**

Alat dan bahan yang digunakan pada penelitian ini adalah:

- a. Laptop
- b. Alat Tulis
- c. Data Log
- d. Data Core
- e. Software Komputer

### 3.4. Metode Penelitian

Metode yang digunakan dalam pengerjaan data Penilaian Formasi ini dengan menggunakan metode deskriptif, dimana metode deskriptif, metode deskriptif adalah menjelaskan data – data yang digunakan kemudian dilakukan analisis terhadap data – data tersebut. Untuk mencapai metode tersebut dilakukan beberapa tahapan.

#### 3.4.1. Tahapan Penelitian

Secara umum tahapan penelitian dibagi menjadi empat bagian yaitu tahapan pendahuluan, tahapan pengumpulan data, tahapan analisis, interpretasi, dan tahapan penyusunan laporan. Dimana tahapan – tahapan tersebut dibagi lagi menjadi beberapa tahap yaitu :

##### 3.4.1.1. Studi Pustaka

Studi pustaka dilakukan bertujuan supaya dapat menunjang penelitian mengenai geologi regional Cekungan Natuna Barat, analisis data log dan pemetaan bawah permukaan, maupun dasar – dasar geologi lainnya yang mendukung dalam melakukan analisis data.

##### 3.4.1.2. Tahap pengumpulan data

#### 1. Data Primer

##### a. Data log

Data log yang digunakan adalah data log sumur Gamma Ray (GR), log resistivity (ILD), log sonic (DT), log caliper, log densitas, dan Log Neutron dari Lapangan SBL. Pada lapangan ini sumur yang digunakan ada pada daerah penelitian.

### b. Data batuan inti

Data batuan inti yang diperoleh terdapat pada satu sumur yaitu sumur yang menjadi sumur kunci dari perhitungan petrofisika. Data batuan inti nantinya akan dipergunakan dalam menginterpretasikan litologi serta validasi hasil perhitungan secara petrofisika dengan data core yang merupakan hasil analisa laboratorium daerah penelitian.

### c. Data petrofisik

Untuk menganalisa petrofisik dari data log menggunakan perangkat lunak Microsoft Office Excel 2007. Dari data petrofisik akan diketahui nilai porositas ( $\emptyset$ ) dan Saturasi Air ( $S_w$ ) yang selanjutnya akan menjadi parameter dalam perhitungan cadangan.

## 2. Data Sekunder dan data pendukung lainnya.

### a. Data Pendukung

Data pendukung berasal dari referensi – referensi peneliti terdahulu yang mengkaji sistem analisis petroleum di cekungan Natuna Barat. Hal ini dilakukan bertujuan agar dapat memahami dan mengetahui kondisi regional daerah penelitian.

### 3.4.2. Tahap Analisis dan Interpretasi Data

Tahap analisis dan interpretasi data ini harus melewati beberapa tahapan untuk mendapatkan hasil berupa penilaian formasi di daerah penelitian. Tahap ini meliputi :

#### 3.4.2.1. Interpretasi log sumur

Berdasarkan data log sumur dapat dilakukan analisa kualitatif yang meliputi litologi, interpretasi lingkungan pengendapan dan interpretasi fluida. Umumnya untuk menentukan jenis litologi suatu lapisan dilakukan dengan menggunakan data log. Jenis kurva log

yang sangat berperan untuk menentukan litologi suatu lapisan biasanya menggunakan log Gamma Ray (GR), Log Resistivity dan Log Porosity. Hal ini dapat diinterpretasi berdasarkan pola – pola deflaksi dan bentukan log. Interpretasi lingkungan pengendapan dilakukan dengan cara melihat pola – pola umum yang terbentuk oleh kurva GR pada daerah penelitian. Log sumur memiliki beberapa bentuk dasar yang bisa mencirikan karakteristik suatu lingkungan pengendapan.

#### **3.4.2.2. Interpretasi Petrofisik**

Interpretasi petrofisik dilakukan untuk mengetahui nilai porositas dan saturasi air dari reservoir. Nilai porositas dan saturasi air akan menunjukkan perkembangan yang berkembang dalam suatu reservoir yang berlainan litologinya. Rumus yang digunakan dalam menghitung nilai saturasi air adalah persamaan Indonesia. Rumus ini digunakan karena cenderung memberikan hasil yang optimal. Hasil dari analisa petrofisik ini akan menjadi parameter dalam perhitungan cadangan.

##### **3.4.2.2.1. Analisis Petrofisika**

Analisis petrofisika adalah hal terpenting untuk mengetahui karakteristik dari lapisan reservoir, dengan analisis ini diketahui besarnya  $V_{shale}$ , porositas, saturasi air, dan resistivitas air.

#### **1. Penentuan Zona Lapisan Reservoir**

Reservoir adalah formasi batuan porous dan permeable di bawah tanah yang mengandung akumulasi minyak dan gas bumi. Cara terdapatnya minyak bumi di bawah permukaan haruslah memenuhi beberapa syarat.

Ada 3 (tiga) unsur pembentuk suatu reservoir minyak bumi, yaitu :

1. Batuan reservoir, sebagai wadah yang diisi dan dijenuhi oleh minyak dan gas bumi. Biasanya batuan reservoir berupa lapisan batuan yang berongga-rongga ataupun berpori-pori.
2. Lapisan penutup (cap rock), yaitu suatu lapisan yang tidak permeable terdapat di atas suatu reservoir dan menghalangi minyak dan gas bumi yang akan keluar dari reservoir.
3. Secara petrofisika, penentuan zona reservoir melihat pada beberapa aspek diantaranya :
  - a. Batuan yang porous dan permeable, hal ini dapat merujuk pada satuan batupasir yang dilihat dari nilai GR rendah dan nilai densitas rendah.
  - b. Zona reservoir biasanya mengandung fluida, dimana hal ini bisa dilihat dalam log resistivitas (log LLD dan LLS).
4. Perangkap reservoir (reservoir trap), merupakan suatu unsur pembentuk yang bentuknya sedemikian rupa sehingga lapisan beserta penutupnya merupakan bentuk konkav ke bawah dan menyebabkan minyak dan gas bumi berada dibagian teratas reservoir.

Setelah mengetahui 4 unsur diatas diketahui maka baru menentukan lapisan reservoir yang akan dihitung cadangan hidrokarbon nya.

## 2. Penentuan Volume Shale (Vsh)

Kandungan serpih penting untuk dihitung, karena akan mempengaruhi parameter yang lain. Biasanya kandungan serpih dihitung berdasarkan rumus (Harsono,1997) :

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{sand}}{GR_{sh} - GR_{sand}} \quad (1)$$

Keterangan :

IGR = Indeks *Gamma Ray*

GR<sub>log</sub> = Bacaan *Log Gamma Ray*

GR<sub>sand</sub> = *Sand baseline* pada *Gamma Ray*

GR<sub>shale</sub> = *Shale baseline* pada *Gamma Ray*

Nilai yang dihitung dari indeks sinar gamma (IGR) yang sesuai untuk volume shale baik dalam pasir konsolidasi atau tidak dikonsolidasi ditentukan. Volume shale juga dihitung secara matematika dari indeks gamma ray dengan mengikuti formula Dresser Atlas, 1979 sebagai berikut:

Untuk yang lebih tua (*older rocks*), *consolidated*:

$$V_{sh} = 0.33 [2^{(2 \times IGR)} - 1.0] \quad (2)$$

Atau batuan Tersier (*Tertiary rocks*), *unconsolidated* :

$$V_{sh} = 0.083 [2^{(3.7 \times IGR)} - 1.0] \quad (3)$$

Di beberapa literatur, I<sub>GR</sub> dianggap sama dengan

$$V_{sh} (I_{GR} = V_{sh}) \quad (4)$$

### 3. Penentuan Harga Porositas ( $\Phi$ )

Pori-pori atau rongga-rongga merupakan sifat dasar batuan reservoir yang menjadi tempat fluida terperangkap. Perbandingan antara volume pori-pori dengan volume total batuan disebut porositas (Sherrif, 1990). Dalam reservoir minyak, porositas menggambarkan persentase dari total ruang yang tersedia untuk ditempati oleh suatu cairan atau gas.

Porositas berdasarkan proses geologinya diklasifikasikan menjadi dua, yaitu porositas primer dan porositas sekunder yang akan dijabarkan sebagai berikut :

1. Porositas primer merupakan porositas yang terjadi bersamaan atau segera setelah proses pengendapan batuan. Jenis batuan sedimen yang mempunyai porositas primer adalah batuan konglomerat, batu pasir dan karbonat.
2. Porositas sekunder adalah porositas yang terjadi setelah proses pengendapan batuan (batuan sedimen terbentuk), antara lain akibat aksi pelarutan air tanah atau akibat rekahan. Porositas dapat ditentukan dari beberapa macam log, diantaranya dari log densitas, neutron, sonik dan kombinasi dari dua macam log tersebut (Harsono, 1997).

Porositas batuan reservoir dapat diklasifikasikan menjadi dua, yaitu porositas absolut dan porositas efektif.

1. Porositas efektif ( $\Phi E$ )

Porositas efektif adalah perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan terhadap volume batuan total (bulk volume) yang dinyatakan dalam persen (Judson, 1987).

2. Porositas absolut adalah perbandingan antara volume pori total terhadap volume batuan total yang dinyatakan dalam persen (Loversen, 1954). Secara matematik dapat ditulis sesuai persamaan sebagai berikut:

$$\phi_{abs} \frac{V_p}{V_b} \times 100 \quad (5)$$

Keterangan :

$\emptyset_{abs}$  : Porositas absolute (%)

$V_p$  : Volume pori – pori batuan ( $cm^3$ )

$V_b$  : Volume bulk (total) batuan ( $cm^3$ )

Jika menghitung porositas total dan porositas efektif berdasarkan dari log maka dapat digunakan dengan cara mencari porositas densitas dan porositas neutron. Perhitungan porositasnya adalah sebagai berikut:

1. Porositas Densitas

$$\phi D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (6)$$

Koreksi porositas densitas

$$\phi_{Dc} = \phi D - (\phi_{Dsh} \times V_{sh}) \quad (7)$$

Keterangan :

$\phi D$  : porositas densitas

$\phi_{Nc}$  : Koreksi porositas neutron

$\phi_{Dc}$  : koreksi porositas densitas

$\rho_{ma}$  : densitas matrix batuan, (gr/cc)

$\rho_b$  : densitas matrix batuan dari pembacaan log, (gr/cc)

$\rho_f$  : densitas fluida batuan (gr/cc)

$\phi_{dsh}$  : porositas *density shale* (%)

$V_{sh}$  : Volume shale dari nilai  $V_{sh}$  min

**Tabel 3.1.** Klasifikasi Pemerian Porositas (Koesoemadinata, 1980)

Porositas	Klasifikasi
0 - 5	Dapat diabaikan (Negligible)
5 - 10	Buruk (Poor)
10 - 15	Cukup (Fair)
15 - 20	Baik (Good)
20 - 25	Sangat Baik (Very Good)
>25	Istimewa (Excelent)

**Tabel 3.2.** Densitas matriks dari berbagai litologi (Schlumberger, 1973)

Litologi/Mineral	(gr/cc)
Batupasir	2,648
Batugamping	2,710
Dolomit	2,876
Anhidrit	2,977
Garam	2,032

**Tabel 3.3.** Densitas fluida (Hawaii Manoa University)

Jenis Fluida	(g/mL)
Fresh water	1.000 - 1.010
Air Payau	1.010 - 1.020
Seawater	1.020 – 1.030
Hyper Saline water	1.030 – 1.060

2. Porositas Neutron ( $\phi N$ )

$\phi N$  dibaca langsung dari kurva log.

Total porositas ( $\phi_{Tot}$ )

$$\phi_{Tot} = \frac{\phi_n + \phi_D}{2} \quad (8)$$

koreksi porositas neutron ( $\phi N_c$ )

$$\phi N_c = \phi N - (\phi N_{sh} - V_{sh}) \quad (9)$$

Keterangan :

$\phi N_c$  : koreksi porositas neutron

$\phi D_c$  : koreksi porositas densitas

porositas neutron shale terdekat ( $\phi N_{sh}$ )

3. Porositas Densitas – Neutron ( $\phi_e$ )

$$\phi_e = \sqrt{\frac{\phi D C^2 + \phi N C^2}{2}} \quad (10)$$

Di dalam formasi batuan reservoir minyak dan gas bumi tersusun atas berbagai macam mineral (material) dengan ukuran butir yang sangat bervariasi, oleh karenanya harga porositas dari suatu lapisan ke lapisan yang lain akan selalu bervariasi. Faktor utama yang menyebabkan harga porositas bervariasi yang akan dijabarkan sebagai berikut :

## 1. Ukuran dan Bentuk Butir

Ukuran butir tidak mempengaruhi porositas total dari seluruh batuan, tetapi mempengaruhi besar kecilnya pori-pori antar butir. Sedangkan bentuk butir didasarkan pada bentuk penyudutan (ketajaman) dari pinggir butir. Sebagai standar dipakai bentuk bola, jika bentuk butiran mendekati bola maka porositas batuan akan lebih meningkat dibandingkan bentuk yang menyudut.

## 2. Distribusi dan Penyusunan Butiran

Distribusi di sini adalah penyebaran dari berbagai macam besar butir yang tergantung pada proses sedimentasi dari batuan.

Umumnya jika batuan tersebut diendapkan oleh arus kuat maka besar butir akan sama besar. Sedangkan susunan adalah pengaturan butir saat batuan diendapkan.

### 3. Derajat Sementasi dan Kompaksi

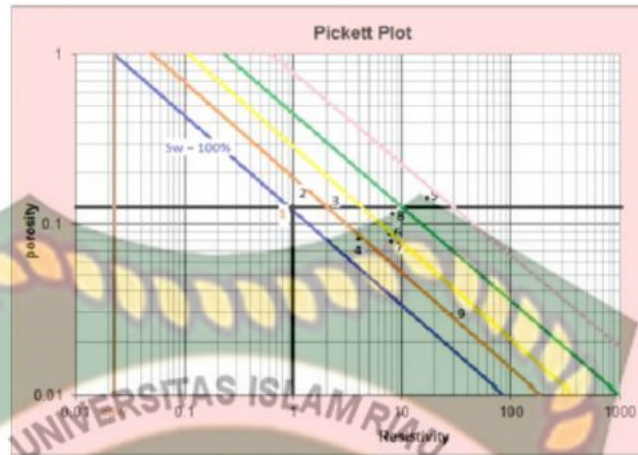
Kompaksi batuan akan menyebabkan makin mengecilnya pori batuan akibat adanya penekanan susunan batuan menjadi rapat. Sedangkan sementasi pada batuan akan menutup pori-pori batuan tersebut.

### 4. Resistivity Water ( $R_w$ )

Resistivitas air formasi adalah tahanan jenis air yang berada di formasi pada suhu formasi. Simbol resistivitas air formasi adalah  $R_w$ . Resistivitas air formasi salah satu parameter yang penting untuk menentukan harga saturasi air.

Metode pickett plot dapat digunakan dengan baik bila formasinya bersih, litologinya konsisten, dan  $R_w$ -nya konstan. Metode ini didasarkan pada formula Archie. Selain digunakan untuk memerkirakan  $S_w$ , metode ini dapat pula digunakan untuk memerkirakan  $R_w$ , yaitu: dengan membuat crossplot antara  $R_t$  dan porositas pada kertas log. Titik-titik yang terluar pada crossplot tersebut terletak pada suatu garis yang disebut  $R_o$  line. Semua titik pada garis ini mempunyai  $S_w = 100\%$  atau  $S_w = 1$ .

Pada titik potong antara garis  $S_w = 1$  dengan porositas 100%, maka : Bila  $a$  diketahui (harga 1 biasanya untuk limestone dan 0.85 untuk sandstone), maka besarnya  $R_w$  dapat ditentukan. Di bawah ini pada Gambar 12 terdapat grafik untuk menentukan nilai  $R_w$  menggunakan pickett plot.



Gambar 3.1 Grafik *Pickett Plot*

#### 5. Saturation Water ( $S_w$ )

Saturasi air merupakan salah satu parameter fisik batuan yang sangat penting dalam menentukan kelayakan sumur untuk diproduksi, Saturasi air merupakan fraksi (atau persentase) volume pori dari batuan reservoir yang terisi oleh air. Selama ini terdapat asumsi umum bahwa volume pori yang tidak terisi oleh air berarti terisi oleh hidrokarbon. Mendeterminasi saturasi air dan hidrokarbon merupakan salah satu tujuan dasar dari well logging (Sugiarto, dkk, 2013).

Jika air merupakan satu-satunya fluida yang terkandung dalam pori-pori batuan, maka nilai  $S_w = 1$ , tetapi apabila pori-pori batuan mengandung fluida hidrokarbon maka nilai  $S_w < 1$ . Determinasi harga kejenuhan air ( $S_w$ ) dari log resistivitas dalam formasi yang bersih (non-shaly), berdasarkan pada rumus (Archie, G.E.,1941) :

$$S_w = \left( \frac{1}{RI} \right)^{\frac{1}{n}} = \left( \frac{F \cdot R_w}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \rightarrow S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{\Phi^m \cdot R_t} \quad (11)$$

Keterangan =

$S_w$  : Saturasi Air

$a$  : tortuosity factor

$R_w$  : Resistivitas air formasi

$\phi$  : Porositas

$m$  : cementation factor

$R_t$  : Resistivitas formasi ( $R_t = LLd$ )

Metode Archie ini memiliki kelebihan diantaranya dapat dengan baik menentukan nilai saturasi air pada reservoir yang tidak memiliki kandungan shale atau clean sand formation. Pada beberapa kasus metode archie juga dapat dengan baik menentukan nilai saturasi air pada reservoir yang memiliki kandungan batuan karbonat. Persamaan Archie merupakan dasar dari berbagai metode yang muncul setelahnya.

Sedangkan untuk zona yang mengandung shale digunakan rumus persamaan indonesia, rumus  $S_w$  persamaan indonesia adalah sebagai berikut:

$$S_w = \sqrt{\frac{1}{R_t \frac{V_{sh}(1 - \frac{V_{sh}}{2})}{R_{sh}} + \frac{\phi}{\sqrt{a} \cdot R_w}}} \quad (12)$$

Keterangan =  $S_w$  = Saturasi Air

$V_{shale}$  = Volume shale

$R_t$  = Resistivitas Formasi, dibaca dari kurva resistivitas

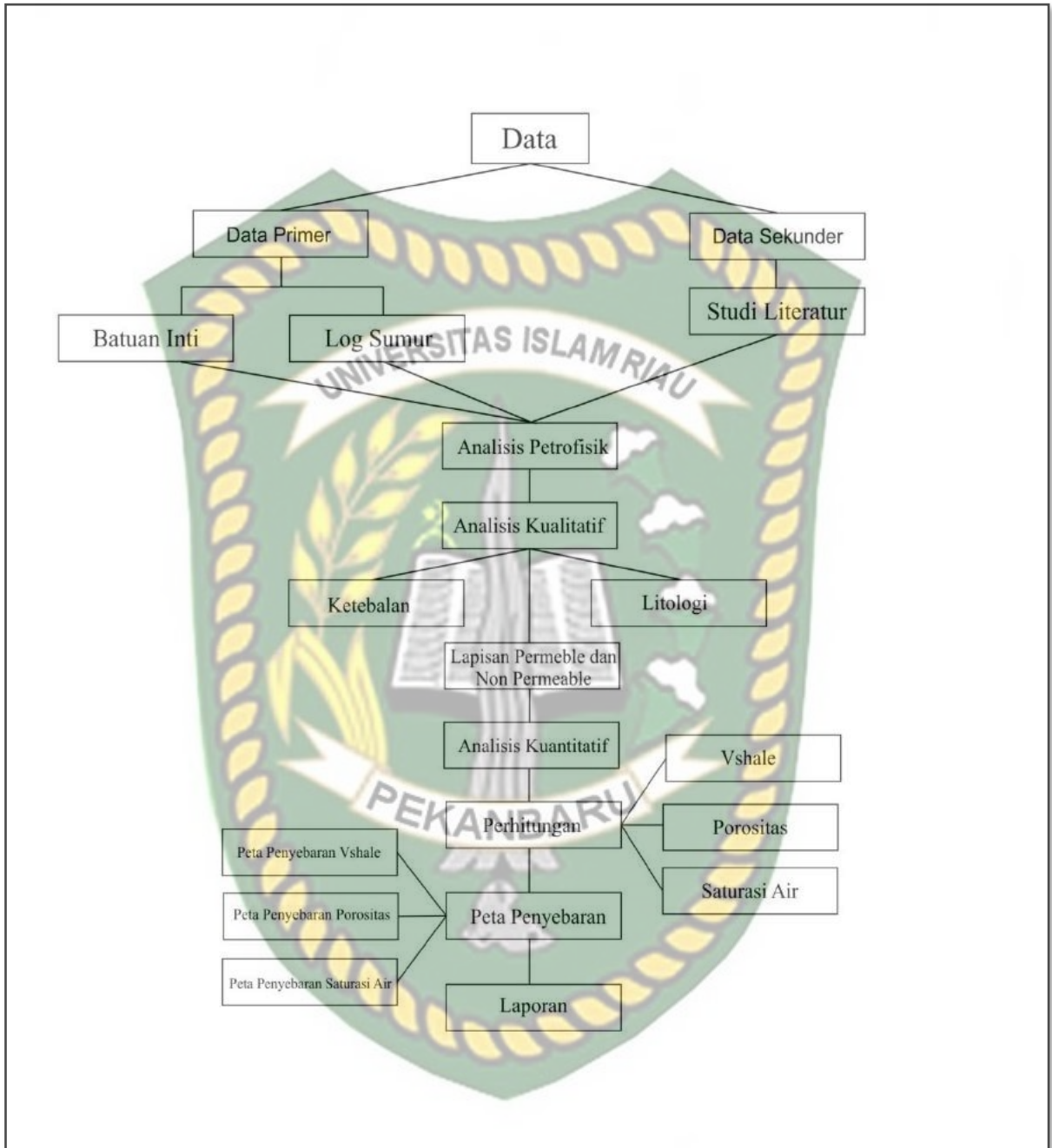
$R_{sh}$  = Resistivitas pada zona shale

$R_w$  = Resisitivitas air formasi

### 3.5. Alur Penelitian

Kegiatan penelitian dilakukan dengan alur yang sistematis dan terperinci bertujuan agar kegiatan dapat berjalan lancar. Adapun alur kegiatan penelitian dimulai dari studi pustaka, pengumpulan data dan proses data penelitian berupa perhitungan Volume Shale, Porositas, dan Saturasi Air. Dari perhitungan tersebut dapat dibuat pembuatan peta Vshale, Peta Porositas, dan Peta Saturasi Air. Adapun alur kegiatan penelitian dari awal sampai akhir dapat dilihat pada gambar dibawah ini.





Gambar 3.2. Bagan Alir Penelitian



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

**Perpustakaan Universitas Islam Riau**

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1. Ketersediaan Data

Lapangan SBL merupakan lapangan yang berada pada cekungan Natuna Barat, pada lapangan SBL memiliki 7 (Tujuh) sumur dengan penamaan sumur SBL 1, SBL 2, SBL 3 dan seterusnya. Lapangan SBL memiliki inti batuan pada sumur SBL 2 pada kedalaman 4206 ft sampai dengan 5116 ft. Pada kesediaan data setiap sumurnya memiliki perbedaan data dilihat pada Tabel 4.1

Tabel 4.1 : List Data Sumur Lapangan SBL Pada Daerah Penelitian

Data Availability																
NO	WELL	CURVA														
		GR LOG				RESISTIVITY LOG							POROSITY LOG			
		GR (API)	CALI (IN)	CALS (INCHI)	SP (MV)	LLD (OHMM)	LLS (OHMM)	ILD (OHMM)	MSFL (OHMM)	ILM (OHMM)	SFLU (OHMM)	RHOB (G/CC)	NPHI (V/V)	PEF (B/E)	DRHO (G/CC)	DT (US/F)
1	SBL 1	√	√	X	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√
2	SBL 2	√	X	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√
3	SBL 3	√	√	√	√	√	√	X	√	X	X	√	√	√	√	√
4	SBL 4	√	√	X	√	√	√	X	√	X	X	√	√	√	√	√
5	SBL 5	√	√	√	√	√	√	X	√	X	X	√	√	√	√	√
6	SBL 6	√	√	√	√	√	√	X	√	X	X	√	√	√	√	√
7	SBL 7	√	√	√	√	√	√	X	√	X	X	√	√	√	√	√

Keterangan :				
√	Data Tersedia	GR = Gamma Ray	LLD = Laterolog Deep	RHOB = Compensated Formation Density Log
X	Data Tidak tersedia	CALI = Caliper	LLS = Laterolog Shallow	NPHI = Neutron Log Porosity
		CALS = Sonic Caliper	ILD = Induction Deep Resistivity	PEF = Photo Electric Factor
		SP = Spontaneous Po	MSFL = Micro Spherically Focused Log	DRHO = Density Log Correction
			ILM = Medium Induction Log	DT = Delta T
			SFLU = Spherically Focused Log Unaveraged	

4.1.1. Data Log Sumur

Data log sumur yang diteliti berjumlah 7 (Tujuh) sumur, dimana dalam masing – masing log memiliki informasi mengenai litologi, resistivitas, densitas dan porositas batuan yang terekam dalam pembacaan log. Dari hasil pengamatan semua sumur teridentifikasi memiliki zona reservoir yang terisi hidrokarbon. Ketujuh sumur yang akan dianalisa berupa sumur SBL 1, SBL 2, SBL 3, SBL 4, SBL 5, SBL 6, dan SBL 7. Dan kemudian akan dilanjutkan dengan perhitungan

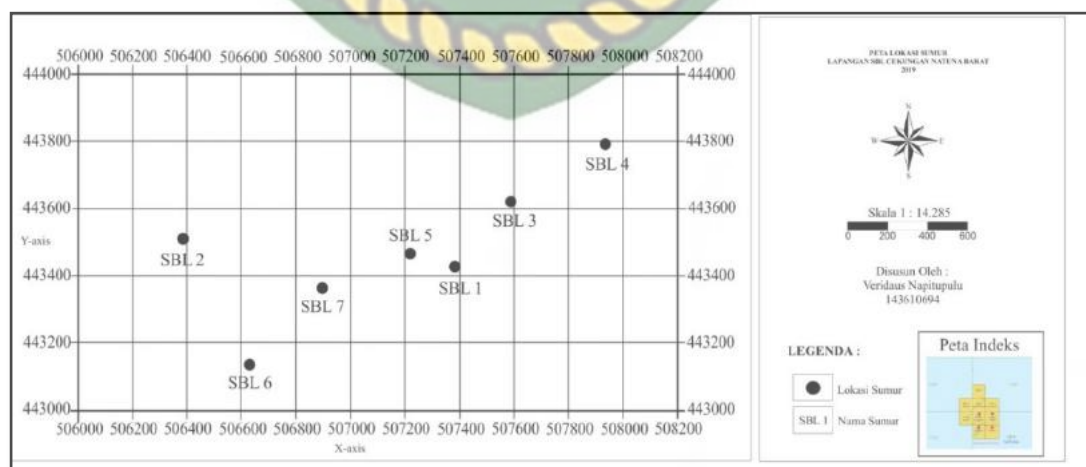
detail yaitu perhitungan setiap zona, adapun zona tersebut yaitu VLA 1, VLA 2, VLA 3, dan VLA 4. Dan kemudian semua zona ini nantinya akan digunakan untuk interpretasi persebaran dan menghitung kandungan shale, porositas, dan saturasi air.

#### 4.1.2. Data Batuan Inti

Data inti batuan yang dipakai dalam penelitian ini adalah data batuan inti yang berada di sumur SBL 2 dengan kedalaman 4200 – 4250 ft, dan data batuan inti ini akan digunakan untuk mengoreksi atau validasi data perhitungan petrofisik seperti kalibrasi perhitungan porositas dan saturasi air yang didapatkan dari data log sumur dan juga data batuan inti juga bisa digunakan untuk mengoreksi litologi batuan dan mengetahui kandungan persentasi mineral pada kedalaman tertentu.

#### 4.1.3. Peta Lokasi Sumur

Peta ini akan menginformasikan gambaran lokasi – lokasi setiap sumur dilapangan “SBL” yang berada di laut Natuna Barat pada kedalaman 250 feet dengan sistem produksinya menggunakan barge yang bernama San Jacinto Barge dan juga peta tersebut akan dipakai untuk pembuatan peta volume shale, peta porositas, dan peta saturasi air. (**Gambar 4.1**)



**Gambar 4.1.** Lokasi Setiap Sumur Lapangan SBL.

## 4.2. Analisa Data Sumur

### 4.2.1. Analisis Kualitatif

Analisis Kualitatif dilakukan menggunakan data log sumur dan data inti batuan dengan tujuan untuk mengetahui kualitas sumur yang akan dianalisis. Secara pengerjaan analisis log sumur dan analisis pada batuan inti sangat berbeda, namun data keduanya akan menuju pada penentuan zona reservoir yang mengandung fluida hidrokarbon yang terkandung pada setiap sumur di daerah penelitian. Pada analisis kualitatif ini dilakukan berdasarkan pada kurva log gamma ray, log spontaneous potensial, log calliper, log resistivity, log density, dan log neutron pada lapangan “SBL” yang terdapat pada sumur 1 sampai dengan sumur 7. Berdasarkan lithostratigrafi terdapat pada Formasi lower arang yang merupakan batupasir dengan ukuran butir medium sand sampai coarse sand. Dimana bisa dilihat pada pembacaan nilai log gamma ray yang rendah sampai sedang, log density dan log neutron sedang. Ditemukannya separasi positif antara log densitas dengan log neutron dimana sebagai indikasi dari adanya kandungan hidrokarbon pada formasi tersebut. Berikut deskriptif log sumur pada kedalaman marker atau zona kedalaman reservoir penelitian :

#### 1. Sumur SBL 1

Pada sumur SBL 1 terdapat lapisan permeable dan impermeable, yang didominasi lapisan permeable dan impermeable. Kedua lapisan tersebut teridentifikasi terdapat pada kedalaman 4100 – 4400 feet dengan jenis litologi shale yang ditandai dengan nilai GR tertinggi 128 API dan nilai pembacaan pada RHOB yang tidak terlalu tinggi dan tidak terlalu rendah dan jenis litologi batupasir yang ditandai dengan nilai GR 45 API dan nilai pembacaan pada RHOB sedang. Interpretasi fluida air dan minyak dapat melihat log diantaranya adanya defleksi atau belokan pada kurva SP mengarah ke kiri menandakan air bersifat air payau pada kedalaman 4050 – 4100 feet hal ini diperkuat dengan data log  $LLd > LLs$ . Sedangkan untuk

interpretasi minyak terdapat pada VLA1 dengan kedalaman 4104 – 4116 feet, VLA 2 dengan kedalaman 4144 – 4178 feet, VLA 3 dengan kedalaman 4232 – 4278 feet, dan VLA 4 dengan kedalaman 4304 – 4350 feet yang ditandai dengan nilai log resistivitas yang melebihi 10 Ohm dan nilai kurva LLd>LLs.

## 2. **Sumur SBL 2**

Pada sumur SBL 2 terdapat lapisan permeable dan impermeable, yang didominasi lapisan permeable. Lapisan permeable tersebut teridentifikasi terdapat pada kedalaman 4270 – 4330 feet dengan jenis litologi batupasir yang ditandai dengan nilai GR tertinggi 46 API dan nilai pembacaan pada RHOB yang tidak terlalu tinggi dan tidak terlalu rendah.

Interpretasi fluida air dan minyak dapat melihat log diantaranya adanya dufleksi atau belokan pada kurva SP mengarah kekiri menandakan air bersifat air payau hal ini diperkuat dengan data log LLd > LLs. Interpretasi minyak terdapat pada VLA1 dengan kedalaman 4138 – 4160 feet, VLA 2 dengan kedalaman 4182 – 4218 feet, VLA 3 dengan kedalaman 4240 – 4260 feet, dan VLA 4 dengan kedalaman 4364 – 4382 feet yang ditandai dengan nilai log resistivitas yang melebihi 10 Ohm dan nilai kurva LLd>LLs.

## 3. **Sumur SBL 3**

Pada sumur SBL 3 terdapat lapisan permeable dan impermeable, yang didominasi lapisan impermeable. Lapisan impermeabel tersebut teridentifikasi terdapat pada kedalaman 4660 – 4700 feet dengan jenis litologi shale yang ditandai dengan nilai GR tertinggi 135 API dan nilai pembacaan pada RHOB yang tinggi. lapisan permeable teridentifikasi pada kedalaman 4710 - 4770 dengan jenis litologi batupasir yang ditandai dengan nilai GR 45 API dan nilai pembacaan pada RHOB rendah. Interpretasi fluida air dan minyak dapat melihat log diantaranya adanya dufleksi atau belokan pada kurva SP mengarah kekiri menandakan air bersifat air payau

pada kesemua feet hal ini diperkuat dengan data log  $LLd > LLs$ . Sedangkan untuk interpretasi minyak terdapat pada VLA1 dengan kedalaman 4550 – 4570 feet, VLA 2 dengan kedalaman 4594 – 4610 feet, VLA 3 dengan kedalaman 4660 – 4708 feet, dan VLA 4 dengan kedalaman 4780 – 4834 feet yang ditandai dengan nilai log resistivitas yang melebihi 10 Ohm dan nilai kurva  $LLd > LLs$ .

#### 4. Sumur SBL 4

Pada sumur SBL 4 terdapat lapisan permeable dan impermeable, yang didominasi lapisan impermeable. Lapisan impermeabel tersebut teridentifikasi terdapat pada kedalaman 5200 – 5280 feet dengan jenis litologi shale yang ditandai dengan nilai GR tertinggi 143 API dan nilai pembacaan pada RHOB yang tinggi. lapisan permeable teridentifikasi pada kedalaman 4710 - 4770 dengan jenis litologi batupasir yang ditandai dengan nilai GR 50 API dan nilai pembacaan pada RHOB rendah. Interpretasi fluida air dan minyak dapat melihat log diantaranya adanya defleksi atau belokan pada kurva SP mengarah ke kiri menandakan air bersifat air payau pada kesemua feet hal ini diperkuat dengan data log  $LLd > LLs$ . Sedangkan untuk interpretasi minyak terdapat pada VLA1 dengan kedalaman 5290 – 5302 feet, VLA 2 dengan kedalaman 5316 – 5332 feet, VLA 3 dengan kedalaman 5450 – 5460 feet, dan VLA 4 dengan kedalaman 5556 – 5574 feet yang ditandai dengan nilai log resistivitas yang melebihi 10 Ohm dan nilai kurva  $LLd > LLs$ .

#### 5. Sumur SBL 5

Pada sumur SBL 5 terdapat lapisan permeable dan impermeable, yang didominasi lapisan impermeable. Lapisan impermeabel tersebut teridentifikasi terdapat pada kedalaman 4570 – 4700 feet dengan jenis litologi shale yang ditandai dengan nilai GR tertinggi 137 API dan nilai pembacaan pada RHOB yang tinggi. lapisan permeable teridentifikasi pada kedalaman 4500 - 4560 dengan jenis litologi batupasir yang ditandai dengan

nilai GR 30 API dan nilai pembacaan pada RHOB rendah. Interpretasi fluida air dan minyak dapat melihat log diantaranya adanya dufleksi atau belokan pada kurva SP mengarah kekiri menandakan air bersifat air payau pada kesemua feet hal ini diperkuat dengan data log  $LLd > LLs$ . Sedangkan untuk interpretasi minyak terdapat pada VLA1 dengan kedalaman 4334 – 4348 feet, VLA 2 dengan kedalaman 4378 – 4390 feet, VLA 3 dengan kedalaman 4500 – 4522 feet, dan VLA 4 dengan kedalaman 4606 – 4620 feet yang ditandai dengan nilai log resistivitas yang melebihi 10 Ohm dan nilai kurva  $LLd > LLs$ .

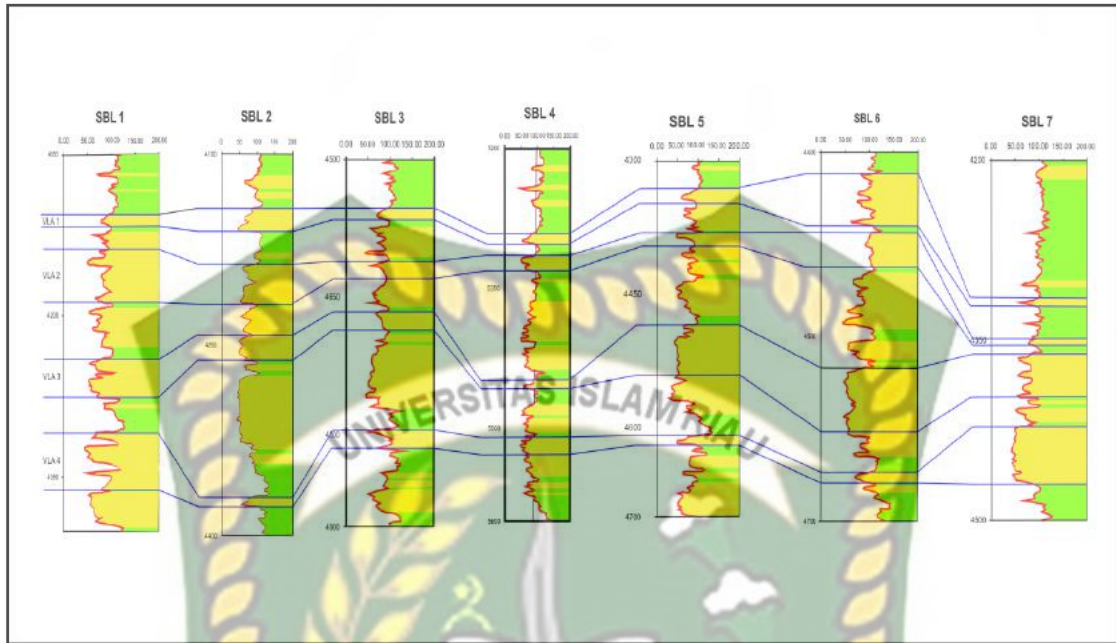
#### 6. Sumur SBL 6

Pada sumur SBL 6 terdapat lapisan permeable dan impermeable, yang didominasi lapisan permeable. Lapisan permeabel tersebut teridentifikasi terdapat pada kedalaman 4570 – 4630 feet dengan jenis litologi batupasir yang ditandai dengan nilai GR tertinggi 45 API dan nilai pembacaan pada RHOB yang rendah. lapisan impermeable teridentifikasi pada kedalaman 4540 - 4556 dengan jenis litologi shale yang ditandai dengan nilai GR 147 API dan nilai pembacaan pada RHOB tinggi. Interpretasi fluida air dan minyak dapat melihat log diantaranya adanya dufleksi atau belokan pada kurva SP mengarah kekiri menandakan air bersifat air payau pada kesemua feet hal ini diperkuat dengan data log  $LLd > LLs$ . Sedangkan untuk interpretasi minyak terdapat pada VLA1 dengan kedalaman 4412 – 4446 feet, VLA 2 dengan kedalaman 4460 – 4520 feet, VLA 3 dengan kedalaman 4574 – 4632 feet, dan VLA 4 dengan kedalaman 4658 – 4700 feet yang ditandai dengan nilai log resistivitas yang melebihi 10 Ohm dan nilai kurva  $LLd > LLs$ .

## 7. Sumur SBL 7

Pada sumur SBL 7 terdapat lapisan permeable dan impermeable, yang didominasi lapisan impermeable. Lapisan impermeabel tersebut teridentifikasi terdapat pada kedalaman 4200 – 4290 feet dengan jenis litologi shale yang ditandai dengan nilai GR tertinggi 129 API dan nilai pembacaan pada RHOB yang tinggi. lapisan permeable teridentifikasi pada kedalaman 4420 - 4470 dengan jenis litologi batupasir yang ditandai dengan nilai GR 41 API dan nilai pembacaan pada RHOB rendah. Interpretasi fluida air dan minyak dapat melihat log diantaranya adanya defleksi atau belokan pada kurva SP mengarah ke kiri menandakan air bersifat air payau pada kesemua feet hal ini diperkuat dengan data log  $LLd > LLs$ . Sedangkan untuk interpretasi minyak terdapat pada VLA1 dengan kedalaman 4297 – 4320 feet, VLA 2 dengan kedalaman 4350 – 4380 feet, VLA 3 dengan kedalaman 4420 – 4468 feet, dan VLA 4 dengan kedalaman 4490 – 4500 feet yang ditandai dengan nilai log resistivitas yang melebihi 10 Ohm dan nilai kurva  $LLd > LLs$ .

Lapangan SBL memiliki sumur yang kedalaman 4000 - 4500 ft, dan memiliki nilai log gamma ray terbesar dengan rata-rata semua sumur 136 API, sedangkan nilai log gamma ray terendah rata-rata semua sumur ialah 45 API. Perubahan bentuk kurva log SP menunjukkan adanya fluida yang mengisi selain hidrokarbon, bentuk kurva log SP yang cenderung mengarah ke kiri atau nilai SP yang cenderung besar menunjukkan adanya kandungan air payau.



Gambar 4.2. Zona Hidrokarbon Semua Sumur Lapangan SBL.

WELL	VLA 1		VLA 2		VLA 3		VLA 4		U. BARAT		UDANG		GABUS		BELUT	
	MD	TVDSS	MD	TVDSS	MD	TVDSS	MD	TVDSS	MD	TVDSS	MD	TVDSS	MD	TVDSS	MD	TVDSS
SBL 1	4116	-4104	4178	-4144	4278	-4232	4350	-4304	4414	-4364	4680	-4630	4824	-4774	5081	-5031
SBL 2	4570	-4550	4610	-4594	4708	-4660	4834	-4780	4482	-4432	4760	-4710	4913	-4863	5242	-5192
SBL 3	4552	-4063	4606	-4119	4707	-4220	4790	-4303	4908	-4421	5178	-4691	5327	-4840	5618	-5129
SBL 4	5302	-5290	5332	-5316	5460	-5450	5574	-5556	5728	-4534	6032	-4822	6208	-4993	N.R.	N.R.
SBL 5	4348	-4334	4390	-4378	4522	-4500	4620	-4606	4725	-4378	5021	-4633	5182	-4774	5508	-5059
SBL 6	4446	-4412	4520	-4460	4632	-4574	4700	-4658	4780	-4339	5063	-4621	5220	-4778	5548	-5106
SBL 7	4320	-4297	4380	-4350	4468	-4420	4500	-4490	4560	-4356	4866	-4630	5027	-4770	5357	-5061

Tabel 4.3. Depth Interval pada Lapangan SBL.

#### 4.2.2. Analisa Kuantitatif

Didalam analisis logging secara kuantitatif dimaksudkan untuk mendapatkan nilai volume shale, porositas ( $\Phi$ ) dan perhitungan saturasi air ( $S_w$ ) yang kemudian digunakan dalam perhitungan cadangan hidrokarbon pada zona prospek di batupasir A. Batupasir A tersebut memiliki kandungan fluida air tawar dan dari data sumur diperoleh data batuan inti yang menunjukkan bahwa batupasir A diendapkan dilingkungan delta.

#### 4.2.2.1. Perhitungan Volume Shale (Vsh)

Dalam analisis perhitungan petrofisika diawali dengan penentuan nilai Vshale yaitu dengan menentukan nilai gamma ray maksimum, minimum dan gamma ray log. Perhitungan Vshale merupakan perhitungan seberapa besar nilai Shale pada reservoir setiap sumur nya.

Log gamma ray digunakan untuk penentuan seberapa besar nilai shale di dalamnya menggunakan rumus untuk mendapatkan nilai indeks gamma ray yang digunakan untuk memperoleh nilai IGR menggunakan persamaan 1.

Berikut contoh perhitungan IGR dengan menggunakan persamaan 1 pada sumur SBL 2 pada kedalaman 4203 ft ;

$$IGR = \frac{75.39 - 54.02}{112.50 - 54.02} = 0.37$$

Rumus linear  $Igr = Vshale$  yang digunakan menyesuaikan dengan kondisi cekungan regional, daerah penelitian terletak pada Cekungan Natuna Barat yang merupakan lingkungan delta memiliki kandungan shale yang tinggi. Pada kurva log juga memperlihatkan adanya shalysand di zona reservoir. Igr dalam hasil perhitungan tidak memperkecil nilai shale pada reservoir.

Hasil perhitungan log vshale pada sumur batuan inti dan perhitungan lainnya dapat dilihat pada **Gambar 4.3**.

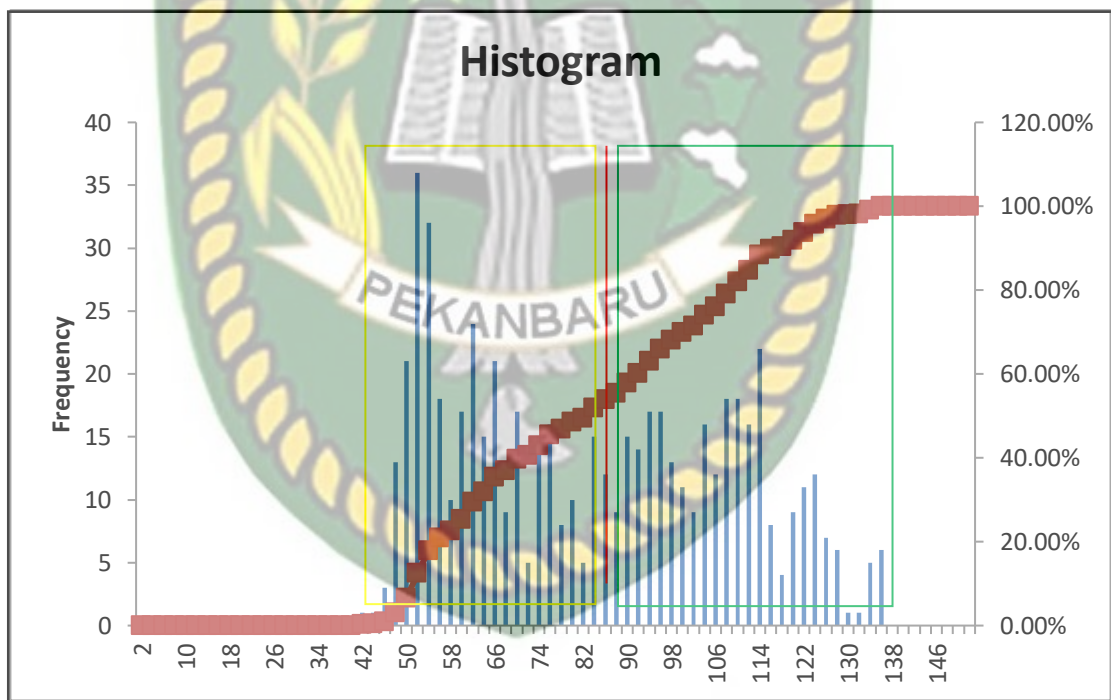


**Gambar 4.3.** Hasil log perhitungan kandungan shale pada sumur batuan inti dengan persamaan IGR dan perbandingan dengan persamaan lainnya.

Setelah menghitung kandungan shale pada sumur SBL, maka rumus yang sama diaplikasikan terhadap 7 sumur lapangan SBL lainnya, sehingga didapatkan hasil perhitungan yang terlihat pada **Tabel 4.2**.

**Tabel 4.2** Hasil Perhitungan Vshale Batupasir A Lapangan SBL

No	Nama Sumur	GRmax				Grmin				Vshale Rata-Rata			
		VLA 1	VLA 2	VLA 3	VLA 4	VLA 1	VLA 2	VLA 3	VLA 4	VLA 1	VLA 2	VLA 3	VLA 4
1	SBL 1	104.00	104.00	119.00	128.12	79.37	50.07	53.51	45.50	0.41	0.60	0.35	0.44
2	SBL 2	121.38	112.50	91.50	134.98	45.40	54.02	50.79	55.21	0.43	0.35	0.25	0.56
3	SBL 3	104.97	103.38	102.66	135.35	72.47	45.03	67.41	53.82	0.54	0.65	0.53	0.61
4	SBL 4	103.32	105.12	101.60	104.2	55.45	50.66	57.12	64.51	0.44	0.30	0.51	0.46
5	SBL 5	97.53	108.92	52.83	135.66	57.77	45.85	42.48	48.14	0.49	0.44	0.55	0.38
6	SBL 6	131.62	125.45	108.36	146.81	75.67	66.43	48.04	71.54	0.37	0.51	0.21	0.54
7	SBL 7	107.41	106.42	89.52	128.99	59.46	56.32	40.76	93.35	0.63	0.44	0.21	0.60



**Gambar 4.4** Histogram frekuensi litologi dari sumur SBL 2.

Dari histogram diatas dapat menentukan frekuensi litologi batupasir dan shale dimana pada sumur SBL 2 pada batupasir lebih tinggi frekuensinya daripada shale.

#### 4.2.2.2. Perhitungan Porositas

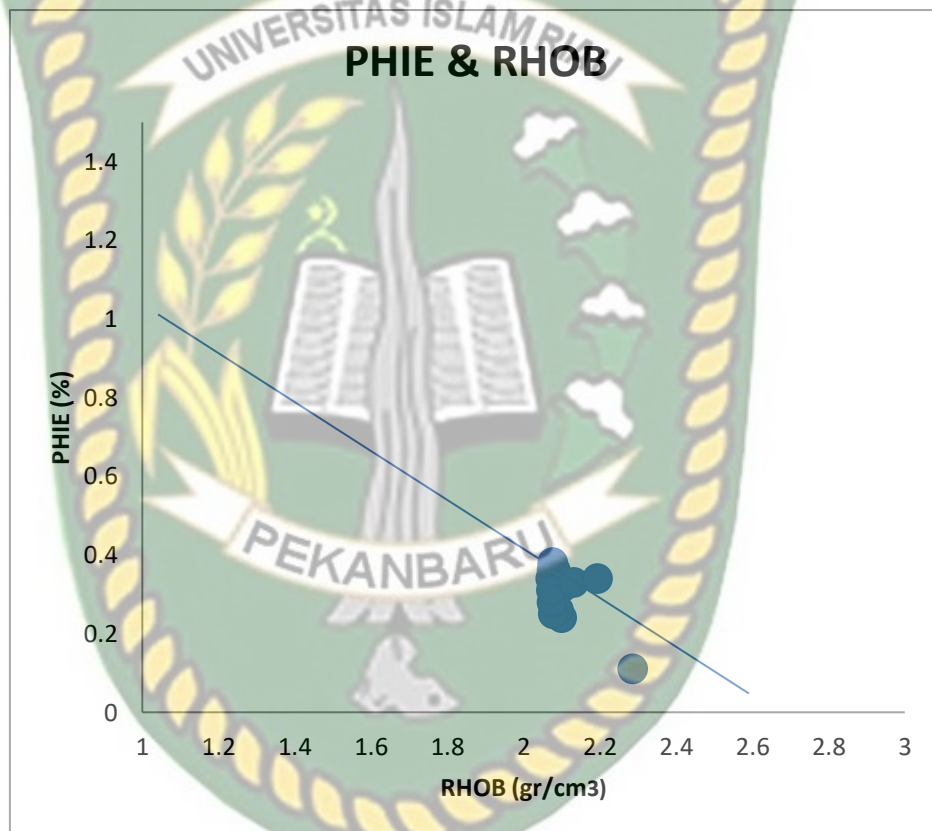
Perhitungan porositas merupakan perhitungan yang mengetahui besar rongga dan terisi oleh fluida didapat dengan cara mengkombinasikan antara nilai log densitas, neutron dan mengkoreksinya dengan  $V_{shale}$  untuk memperoleh nilai porositas total. Untuk mendapatkan nilai porositas neutron-densitas terlebih dahulu harus mencari nilai porositas neutron dan nilai porositas densitas yang dapat dilihat pada persamaan 6, persamaan 7, dan persamaan 9. Nilai porositas neutron yang digunakan langsung dengan membaca nilai pada kurva Log Neutron. Persamaan untuk menghitung nilai porositas efektif adalah persamaan porositas neutron densitas yang terdapat pada persamaan 10. Setelah itu hasil perhitungan porositas log yang didapat akan dikalibrasi dengan porositas batuan inti karena hasil pembacaan alat belum tentu sesuai dengan keadaan sebenarnya. Sebelum melakukan perhitungan porositas dilakukan beberapa perhitungan parameter yaitu:

##### 1. Densitas *wet shale* dan *dry shale*

1 Densitas wet shale dan dry shale digunakan pada perhitungan nilai porositas shale yang berguna porositas efektif. Berdasarkan data difraksi sinar X (XRD) diperoleh persentase kandungan mineral lempung terbesar pada formasi lower arang bagian atas (formasi penelitian) yaitu mineral Illite dan mineral Kaolinit. Nilai densitas mineral lempung berdasarkan katalog mineral lempung dari Schlumberger Ltd., nilai densitas Illite yaitu 2,78 g/cc dan densitas Kaolinit yaitu 2.52 g/cc yang kemudian nilai tersebut dihitung dengan nilai NPHI di zona shale dan RHOB di zona shale untuk memperoleh nilai *dry shale* dan *wet shale*. Maka diperoleh nilai *dry shale* 2,78 gg/cc dan *wet shale* 2.52 gg/cc serta nilai *dry clay* 2,33 g/cc dan *wet clay* 0.33 g/cc.

## 2. Densitas matriks dan densitas air formasi

Densitas matriks dan densitas air didapatkan dari parameter report dari analisa laboratorium dan nilai kurva log densitas (RHOB) pada kedalaman yang sama. Sehingga dari perhitungan tersebut didapatkan nilai densitas matriks batuan adalah 2.60 gr/cc dan densitas air adalah 1 Pe atau air tawar.



Gambar 4.5 Plot Silang Porositas Inti dan Log Densitas.

## 3. Perhitungan Porositas Neutron - Densitas

Untuk menghitung porositas neutron – densitas ( $\phi_{ND}$ ) berdasarkan dari log maka dapat digunakan dengan cara mencari porositas densitas dan porositas neutron. Perhitungan porositasnya adalah sebagai berikut :

Contoh perhitungan porositas densitas pada sumur SBL 2 dengan kedalaman 4203 ft ;

$$\phi D = \frac{2.60 - 2.23}{2.60 - 1} = 0.23$$

koreksi porositas densitas :

$$\phi Dc = 0.23 - \left( 0.37 \times \frac{2.60 - 2.30}{2.60 - 1} \right) = 0.16$$

Contoh perhitungan porositas neutron pada sumur SBL 2 dengan kedalaman 4203 ft ;

$$\phi Nc = 0.29 - (0.37 \times 0.33) = 0.17$$

dari hasil perhitungan porositas densitas dan porositas neutron tersebut kemudian dilakukan perhitungan porositas neutron – densitas ( $\phi ND$ ) sebagai berikut ;

$$\phi Tot = \frac{0.16 + 0.17}{2} = 0.165$$

Berikut tabel 4.3 merupakan perhitungan porositas pada sumur lain pada lapangan SBL dengan menggunakan persamaan / rumus yang sama.

**Tabel 4.3** Hasil perhitungan porositas batupasir A lapangan SBL

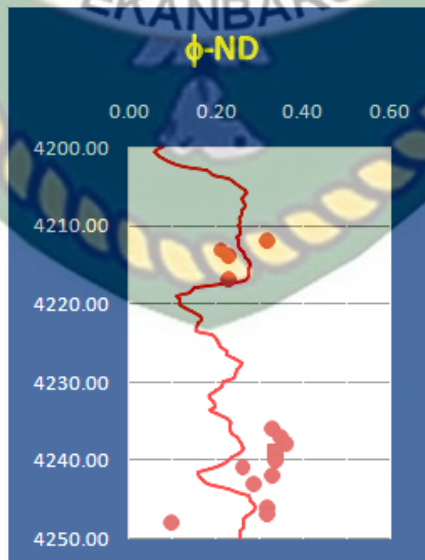
No	Nama Sumur	Porositas Densitas				Porositas Neutron				Porositas Densitas - Neutron			
		VLA 1	VLA 2	VLA 3	VLA 4	VLA 1	VLA 2	VLA 3	VLA 4	VLA 1	VLA 2	VLA 3	VLA 4
1	SBL 1	0.10	0.16	0.16	0.15	0.11	0.10	0.18	0.15	0.12	0.13	0.17	0.16
2	SBL 2	0.15	0.21	0.23	0.06	0.14	0.18	0.23	0.04	0.15	0.19	0.23	0.08
3	SBL 3	0.08	0.15	0.10	0.06	0.14	0.1	0.13	0.08	0.12	0.14	0.12	0.07
4	SBL 4	0.12	0.24	0.08	0.06	0.12	0.18	0.09	0.08	0.14	0.21	0.08	0.08
5	SBL 5	0.11	0.19	0.18	0.11	0.12	0.19	0.12	0.12	0.12	0.19	0.15	0.13
6	SBL 6	0.13	0.14	0.24	0.06	0.17	0.14	0.24	0.11	0.15	0.14	0.24	0.09
7	SBL 7	0.07	0.17	0.21	0.03	0.09	0.15	0.23	0.06	0.09	0.16	0.22	0.06

Dari hasil perhitungan porositas, nilai pada sumur SBL1, SBL2, SBL3, SBL4, SBL5, SBL6, dan SBL7 dianggap bernilai ekonomis, hal itu dikarenakan porositas densitas – neutron rata – rata hampir bernilai 15% baik untuk wadah akumulasi hidrokarbon. Setelah melakukan perhitungan porositas pada semua sumur, maka akan didapatkan nilai porositas dalam bentuk peta.

#### 4. Kalibrasi log porositas dengan porositas batuan inti.

Setelah dilakukan perhitungan porositas dengan menggunakan semua parameter yang telah dilakukan, hasil perhitungan dikalibrasi dengan data porositas batuan inti. Hal ini dilakukan untuk melihat tingkat persentasi akurasi dari hasil perhitungan pada log sumur dengan nilai perhitungan di laboratorium. Nilai kalibrasi antara core dan log porosity pada sumur SBL 2.

##### Validasi nilai core dan log

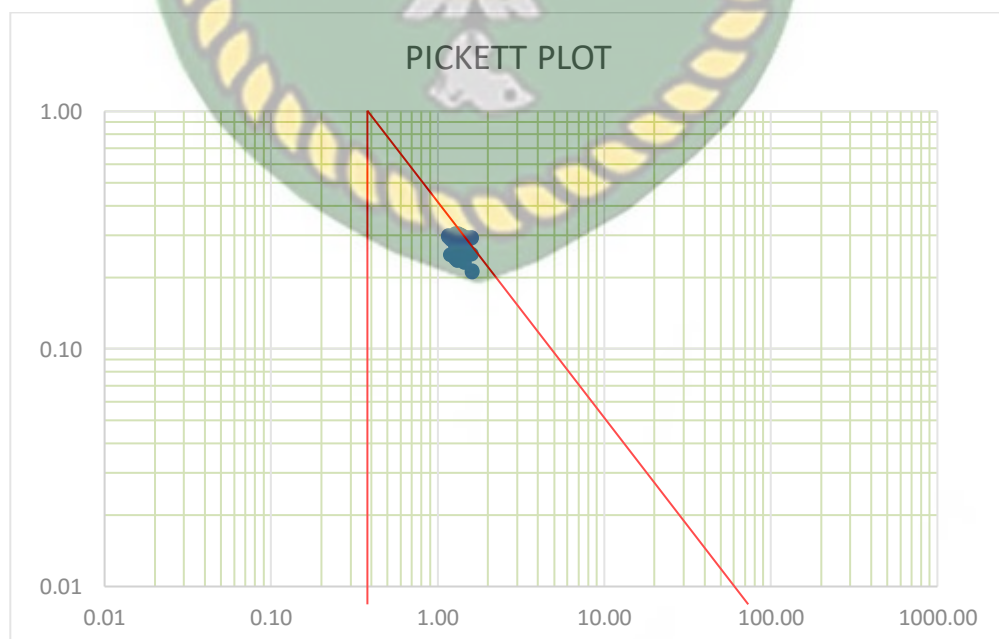


**Gambar 4.6** Nilai validasi porositas neutron - densitas dan core pada sumur penelitian.

#### 4.2.2.3. Resistivitas Air ( $R_w$ )

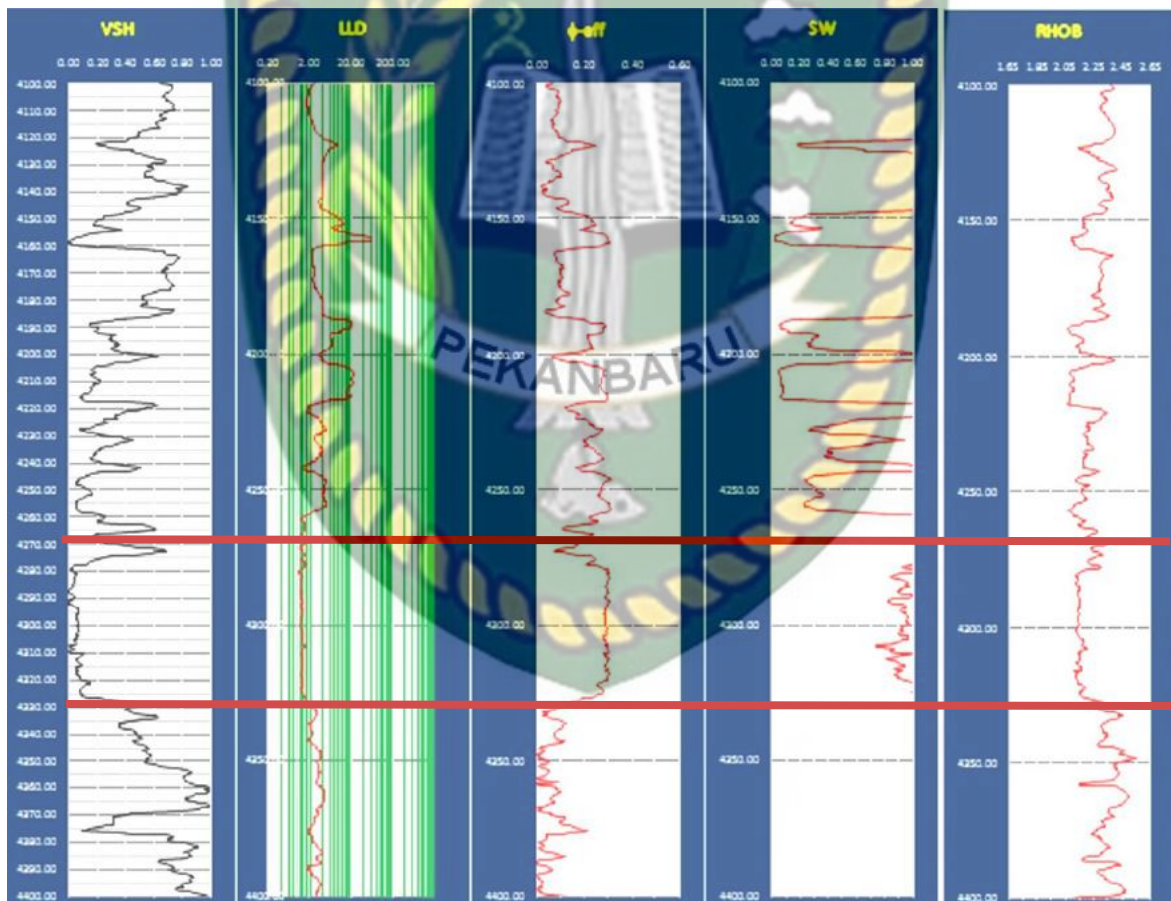
Resistivitas air merupakan nilai konduktivitas yang dibaca log resistivitas seperti  $LL_d$  pada zona formasi. Ada beberapa cara penentuan nilai resistivitas air diantaranya melalui log SP (Spontaneous), picket plot dan melalui perhitungan faktor formasi yang kesemuanya melalui perhitungan dengan persamaan/rumus tertentu. Pada penelitian kali ini digunakan picket plot untuk mendapatkan nilai resistivitas air.

Metode pickett plot dapat digunakan dengan baik bila formasinya bersih, litologinya konsisten dan  $R_w$  nya konstan. Metode ini didasarkan pada formula Archie. Selain digunakan untuk memerkirakan  $S_w$ , metode ini dapat pula digunakan untuk memerkirakan  $R_w$ , yaitu: dengan membuat crossplot tersebut terletak pada suatu garis yang disebut  $R_o$  line. Semua titik pada garis ini mempunyai  $S_w = 100\%$  atau  $S_w = 1$ . Pada titik potong antara garis  $S_w = 1$  dengan porositas  $100\%$ , maka : Bila  $a$  diketahui (harga 1 biasanya untuk limestone dan 0.8 untuk sandstone), maka besarnya  $R_w$  dapat ditentukan. Di bawah ini pada **Gambar 4.7** terdapat grafik untuk menentukan nilai  $R_w$  menggunakan pickett plot



**Gambar 4.7** Grafik Pickett Plot  $R_w$  SBL 2.

Pada metode pickett plot ini didapatkan nilai  $R_w$  sebesar 0,32. Zona yang digunakan untuk metode pickett plot ini adalah zona water bearing. Zona water bearing adalah zona yang memiliki nilai LLD atau Resistivitas yang kecil. Resistivitas yang kecil ini menunjukkan bahwa lapisan tersebut terisi oleh air. Karena air memiliki nilai resistivitas yang kecil. Sedangkan minyak dan gas memiliki resistivitas yang tinggi. Tetapi, gas memiliki resistivitas yang lebih tinggi daripada minyak. Pada **Gambar 4.8** akan ditunjukkan zona water bearing. Nilai resistivitas dan porositas yang ada pada zona tersebut telah diinterpretasikan pada grafik pickett plot.



**Gambar 4.8** Zona Water Bearing sumur SBL 2.

#### 4.2.2.4. Saturasi air

Saturasi air berfungsi untuk menentukan zona yang mengandung hidrokarbon pada reservoir. Jika air jika air merupakan satu-satunya fluida yang terkandung dalam pori-pori batuan, maka nilai  $S_w = 1$ , tetapi apabila pori-pori batuan mengandung fluida hidrokarbon maka nilai  $S_w < 1$ . Semakin tinggi persentase air dalam porositas maka nilai kandungan minyak akan semakin sedikit. Persamaan untuk menghitung nilai  $S_w$  digunakan rumus persamaan Indonesia yaitu persamaan 12. Berikut adalah contoh salah satu perhitungan saturasi air di sumur SBL 2 pada kedalaman 4203 ft ;

$$S_w = \sqrt{\frac{1}{4.78 \frac{0.37 \left(\frac{1-0.37}{2}\right)}{2} + \frac{0.17}{\sqrt{0.62 \cdot 0.32}}}}$$

$$S_w = 0.61$$

$$S_h = 0.39$$

Berikut tabel 4.4. yang merupakan hasil perhitungan saturasi air dan hidrokarbon pada semua sumur lapangan penelitian.

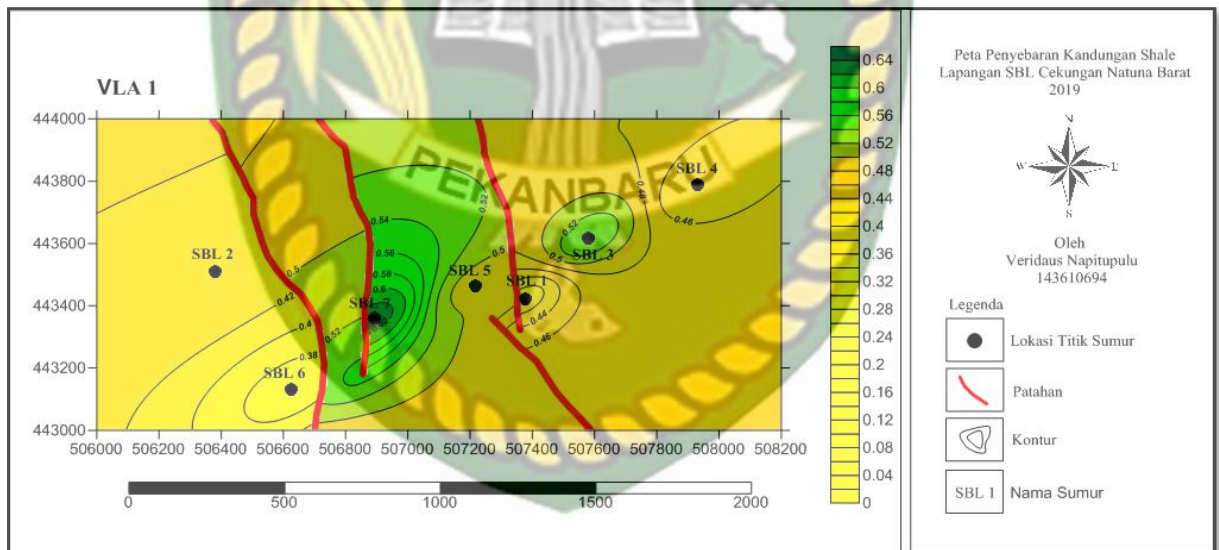
**Tabel 4.4.** Hasil Perhitungan Saturasi Air dan Saturasi Hidrokarbon pada lapangan penelitian.

No	Nama Sumur	RW	Rata - Rata Saturasi Air ( $S_w$ )				Rata - Rata Saturasi Hidrokarbon ( $S_h$ )			
			VLA 1	VLA 2	VLA 3	VLA 4	VLA 1	VLA 2	VLA 3	VLA 4
1	SBL 1	0.30	0.76	0.55	0.89	0.82	0.24	0.45	0.11	0.18
2	SBL 2	0.32	0.59	0.49	0.72	1.00	0.41	0.51	0.28	0.00
3	SBL 3	0.30	0.77	0.61	1.00	1.00	0.23	0.39	0.00	0.00
4	SBL 4	0.25	0.77	0.42	1.00	1.00	0.23	0.58	0.00	0.00
5	SBL 5	0.30	0.65	0.57	0.60	1.00	0.35	0.43	0.40	0.00
6	SBL 6	0.18	0.67	0.63	0.44	1.00	0.33	0.37	0.56	0.00
7	SBL 7	0.22	0.84	0.71	1.00	1.00	0.16	0.29	0.00	0.00

### 4.3. Peta Penyebaran Properti Petrofisika

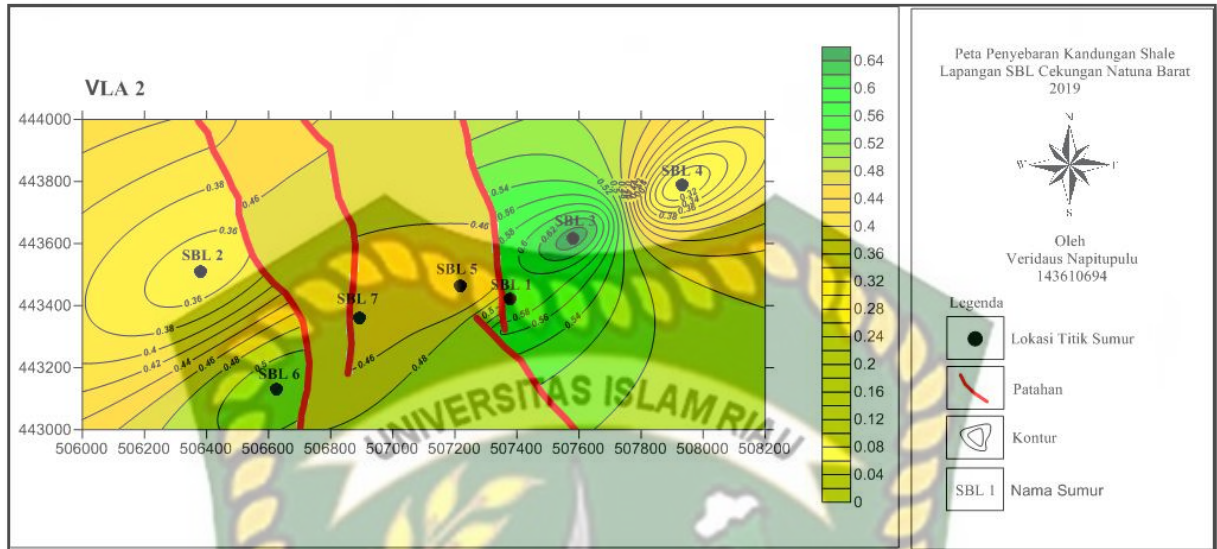
#### 4.3.1. Peta Vshale

Menentukan zona prospek hidrokarbon maka terlebih dahulu ditentukan nilai Vshale pada Batupasir A dengan membaca nilai dari kurva log gamma ray. Vshale merupakan hasil perhitungan untuk mengetahui seberapa banyak kandungan shale pada batupasir A di lapangan SBL. Hasil dari seluruh sumur dan seluruh zona reservoir VLA 1, VLA 2, VLA 3, VLA 4. Lapangan SBL memiliki nilai volume shale rata – rata tertinggi yaitu 0.65 sedangkan nilai volume shale rata – rata terendah yaitu 0.21. Setelah menghitung nilai keseluruhan kandungan shale pada setiap sumur, maka akan didapatkan pola penyebaran shale dalam bentuk peta di tiap-tiap zona reservoir.



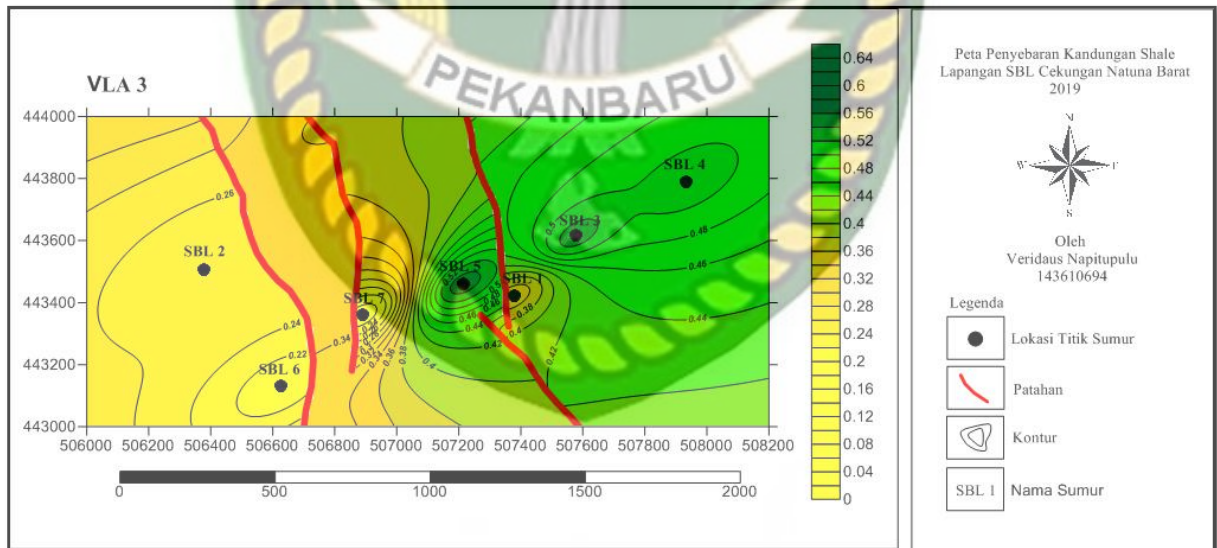
**Gambar 4.9** Penyebaran Kandungan Shale di Lapangan SBL pada Zona Reservoir VLA1.

Dari informasi peta, penyebaran kandungan shale lebih pada zona VLA 1 dominan berada di Utara hingga ke Selatan atau lebih konsentrasi pada bagian sumur SBL 3 dan SBL 7 dengan nilai kandungan shale 0.54 – 0.63.



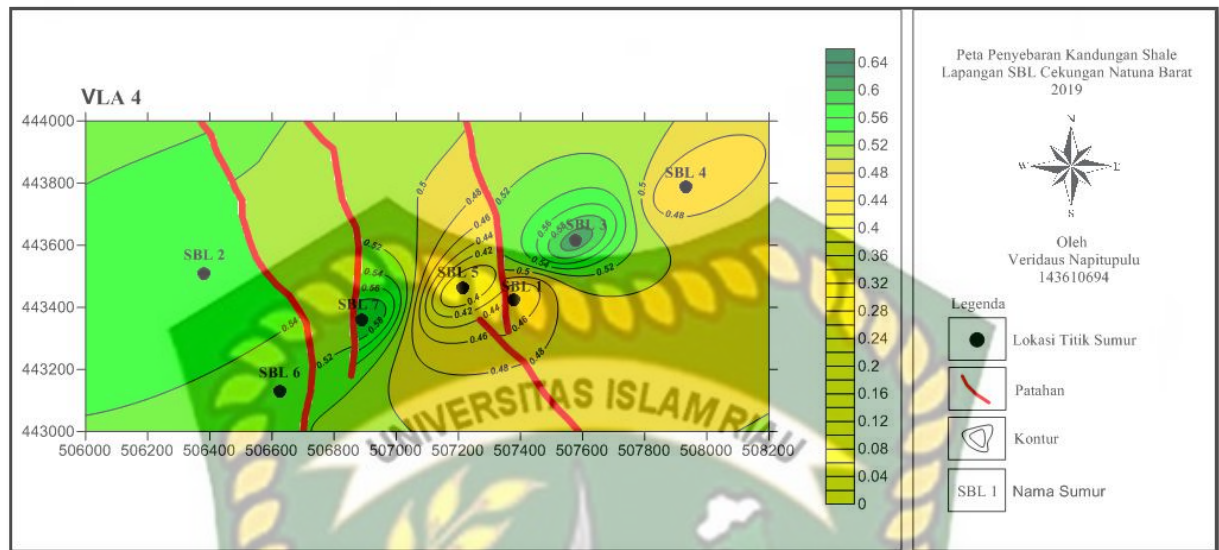
**Gambar 4.10** Penyebaran Kandungan Shale di Lapangan SBL pada Zona Reservoar VLA 2.

Dari informasi peta, penyebaran kandungan shale lebih pada zona VLA 2 dominan berada di Timur Laut atau lebih konsentrasi pada bagian sumur SBL 3 dan nilai kandungan shale pada VLA 2 yaitu 0.45 - 0.60.



**Gambar 4.11** Penyebaran Kandungan Shale di Lapangan SBL pada Zona Reservoar VLA 3.

Dari informasi peta, penyebaran kandungan shale lebih pada zona VLA 3 dominan berada di Timur Laut atau lebih konsentrasi pada bagian sumur SBL 3 dan SBL 5 dengan nilai kandungan shale 0.51 – 0.55.

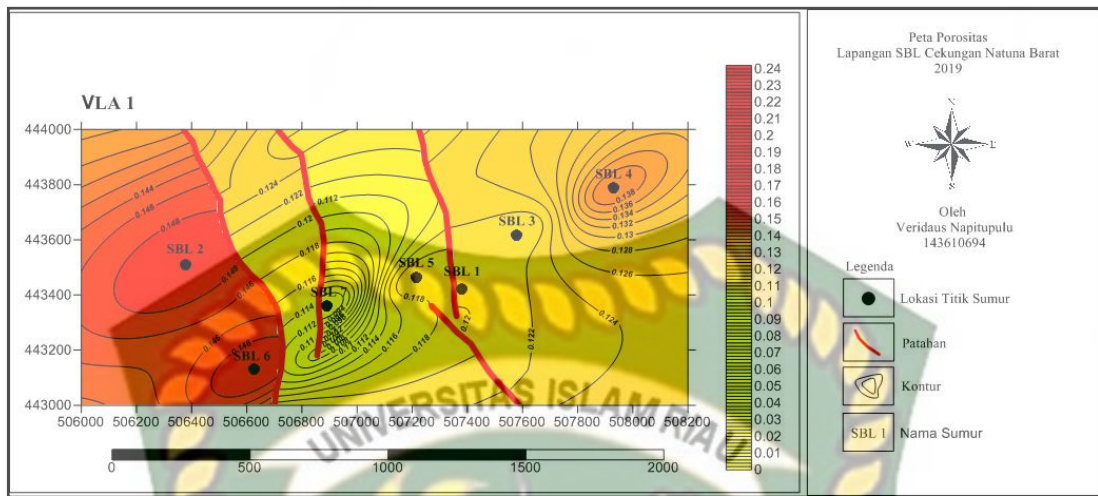


**Gambar 4.12** Penyebaran Kandungan Shale di Lapangan SBL pada Zona Reservoir VLA4.

Dari informasi peta, penyebaran kandungan shale lebih pada zona VLA 4 dominan berada di Barat dan Timur Laut atau lebih konsentrasi pada bagian sumur SBL 2, SBL 6, SBL 3, dan SBL 7 dengan nilai kandungan shale berkisar 0.54 – 0.61.

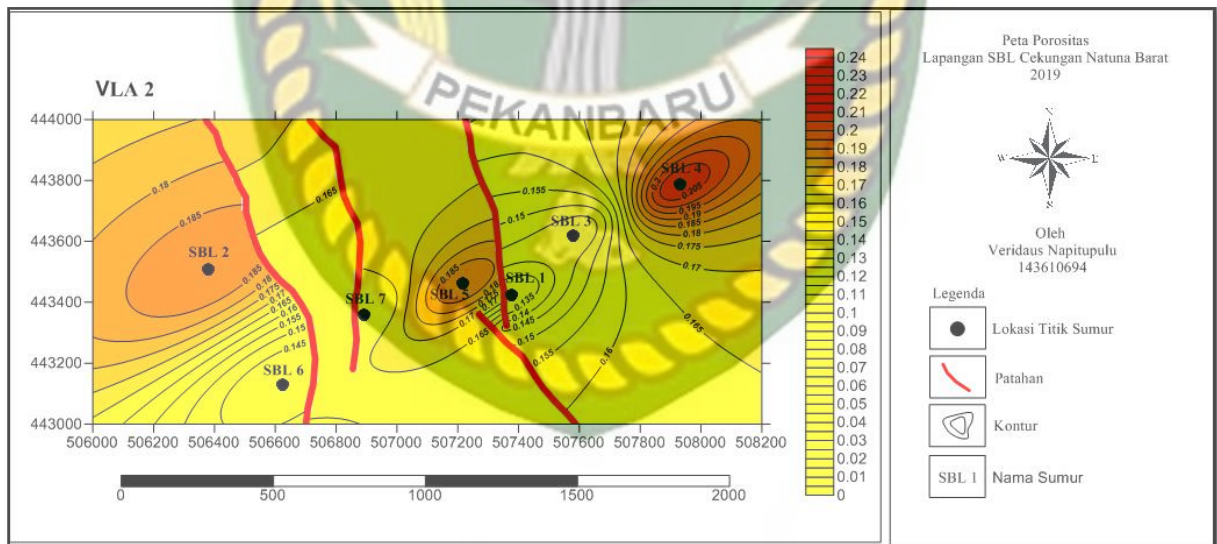
#### 4.3.2. Peta Porositas

Peta porositas merupakan sebaran fasies berdasarkan dari nilai perhitungan porositas. Perhitungan porositas berhubungan dengan kandungan shale yang terdapat pada reservoir. Pada peta akan memperlihatkan zona yang memiliki nilai porositas tinggi, menunjukkan zona tersebut memiliki akomodasi sedimen batupasir yang tinggi. Berikut peta porositas yang terdapat di semua sumur dan di tiap – tiap zona reservoir VLA 1, VLA 2, VLA 3, dan VLA 4.



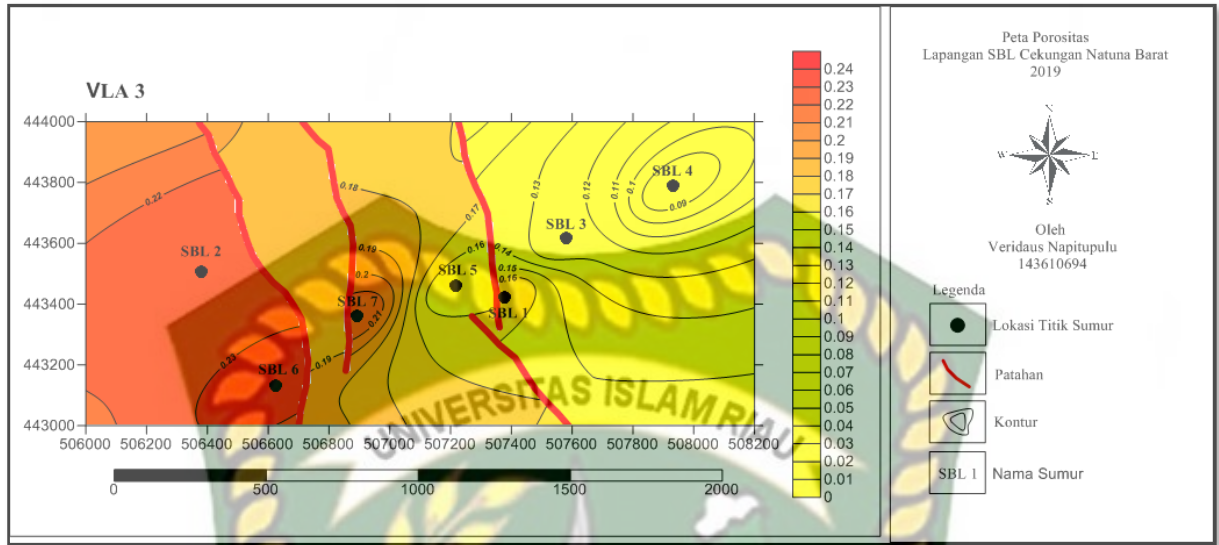
**Gambar 4.13.** Peta Penyebaran Porositas pada Zona Reservoir VLA 1.

Pada bagian Barat atau SBL 2 dan SBL 6 memiliki porositas yang tinggi dan mempunyai nilai kandungan 0.15. Sedangkan Porositas yang rendah berada di SBL 7 dan juga berdasarkan peta Vshale pada SBL 1 merupakan Vshale yang tinggi.



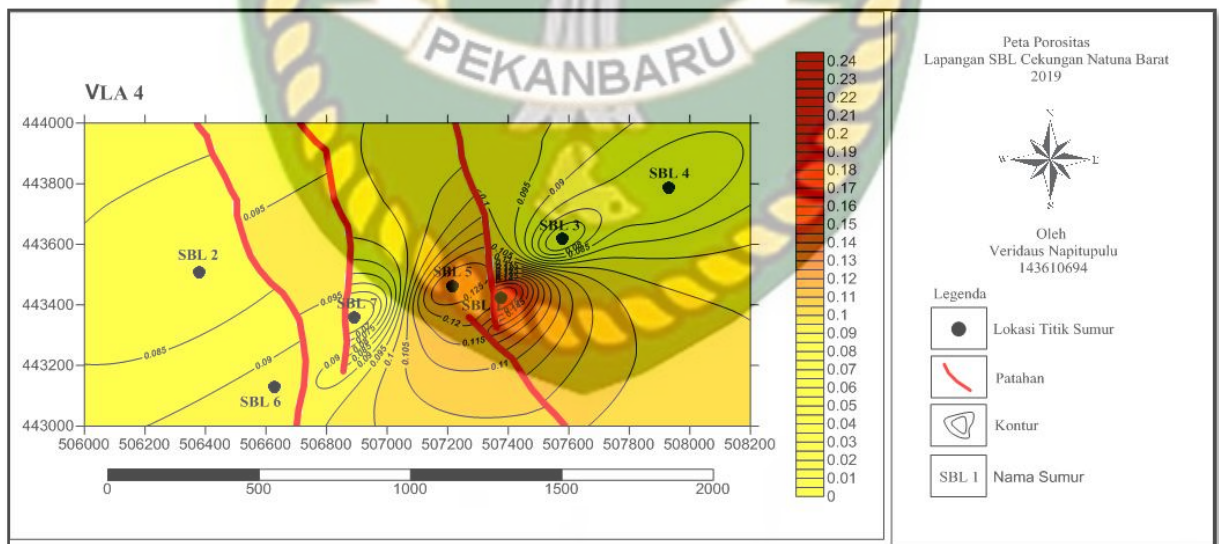
**Gambar 4.14.** Peta Penyebaran Porositas pada Zona Reservoir VLA 2.

Pada bagian Timur Laut atau SBL 2, SBL 3, SBL 4 memiliki porositas yang tinggi dan mempunyai nilai kandungan berkisar 0.14 – 0.21. Sedangkan Porositas yang rendah berada di SBL 6 dan SBL 3 dan juga berdasarkan peta Vshale merupakan Vshale yang tinggi.



Gambar 4.15. Peta Penyebaran Porositas pada Zona Reservoir VLA 3.

Dari informasi peta porositas memiliki persebaran dominan di arah bagian Barat dengan nilai porositas berkisar 0.22 - 0.24 atau di SBL 2, SBL 6, dan SBL 7. Zona porositas didaerah tersebut cukup luas sedangkan di peta persebaran Shale lapangan tersebut memiliki shale yang rendah.



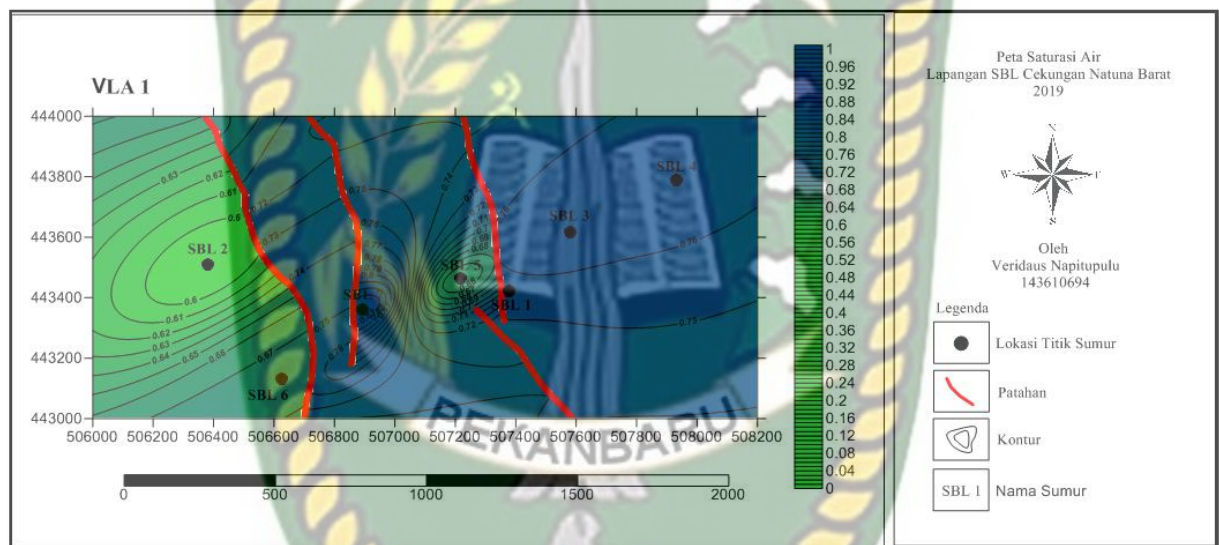
Gambar 4.16. Peta Penyebaran Porositas pada Zona Reservoir VLA4.

Pada bagian Tenggara atau SBL 1 dan SBL 5 memiliki porositas yang cukup tinggi dan mempunyai nilai porositas berkisar 0.13 - 0.16. Sedangkan Porositas yang

rendah berada di SBL 2, SBL 6, SBL 3, dan SBL 7 dan juga berdasarkan peta Vshale pada tersebut merupakan Vshale yang tinggi.

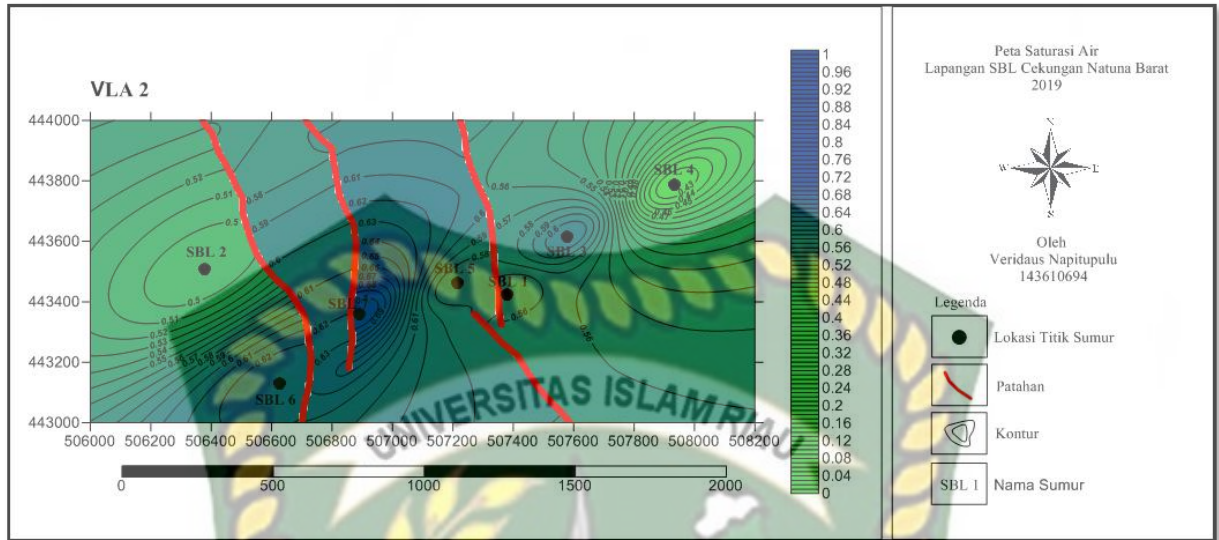
#### 4.3.3. Peta Saturasi Air

Peta saturasi air merupakan gambaran daerah atau zona kandungan air yang terdapat zona hidrokarbon tersebut. Peta saturasi air ini didapatkan setelah menghitung nilai saturasi air, jika  $S_w=1$  artinya sumur tersebut berisi air, tetapi jika  $1 < S_w$  diperkirakan memiliki hidrokarbon. Berikut dibawah adalah peta saturasi air yang terdapat di Lapangan SBL pada Zona Hidrokarbon VLA1, VLA2, VLA3, VLA 4.



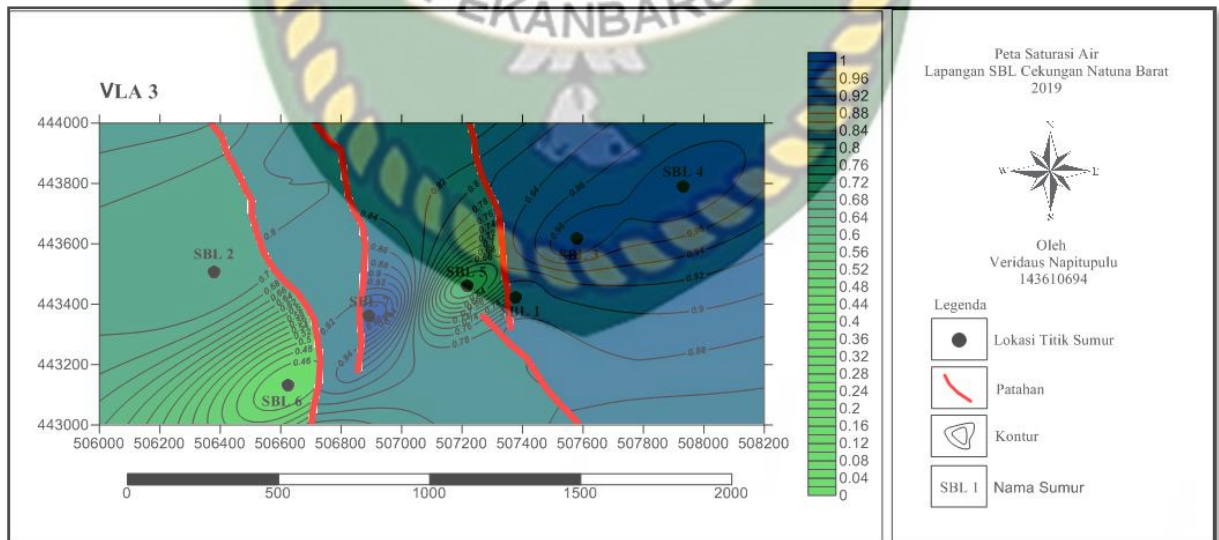
**Gambar 4.17.** Peta Saturasi Air pada Zona Reservoir VLA1.

Dari peta saturasi air pada zona reservoir VLA 1 menunjukkan zona yang dominan berisi air berada di arah Timur atau berada di SBL 1, SBL 3, SBL 4 dan SBL 7 dan juga zona yang berisi hidrokarbon dominan berada di daerah barat atau berada di SBL 2.



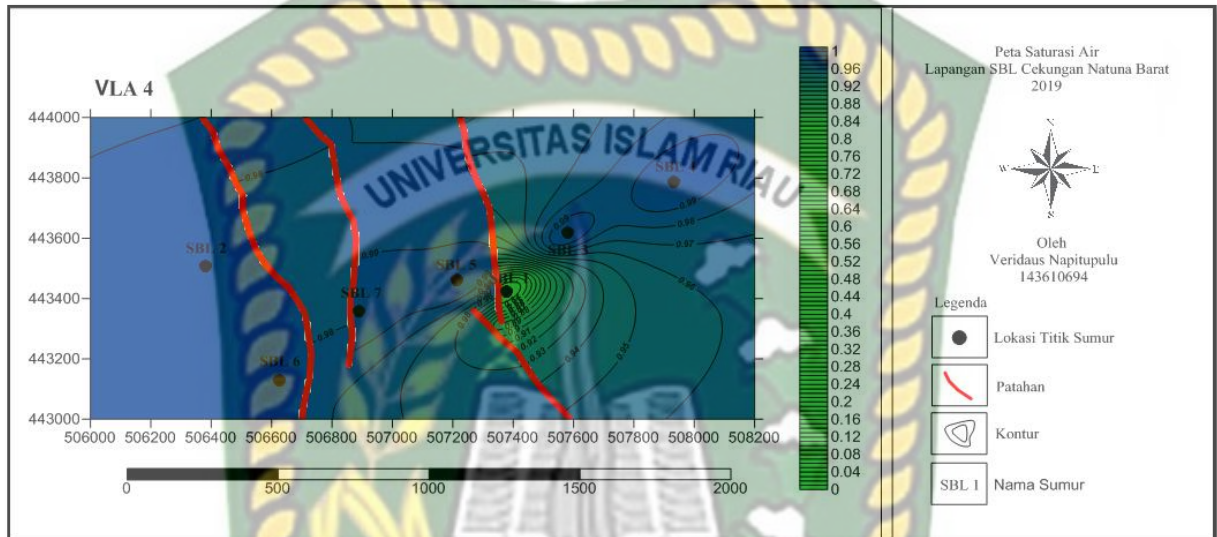
**Gambar 4.18** Peta Saturasi Air pada Zona Reservoir VLA 2.

Dari peta saturasi air pada zona reservoir VLA 2 menunjukkan zona yang dominan berisi air berada di arah Barat Daya atau berada SBL 7 dan juga zona yang berisi hidrokarbon dominan berada di daerah Timur Laut atau berada di SBL 4 dan SBL 2.



**Gambar 4.19** Peta Saturasi Air pada Zona Reservoir VLA 3.

Dari peta saturasi air pada zona reservoir VLA 3 menunjukkan zona yang dominan berisi air berada di arah Timur Laut atau berada di SBL 3 dan SBL 4 dan juga zona yang berisi hidrokarbon dominan berada di daerah Barat Daya atau berada di SBL 5 dan SBL 6.



**Gambar 4.20** Peta Saturasi Air pada Zona Reservoir VLA 4.

Dari peta saturasi air pada zona reservoir VLA 4 menunjukkan zona yang dominan berisi air hampir diseluruh zona tersebut.

#### 4.3.4. Peta *Depth Structure* 3D

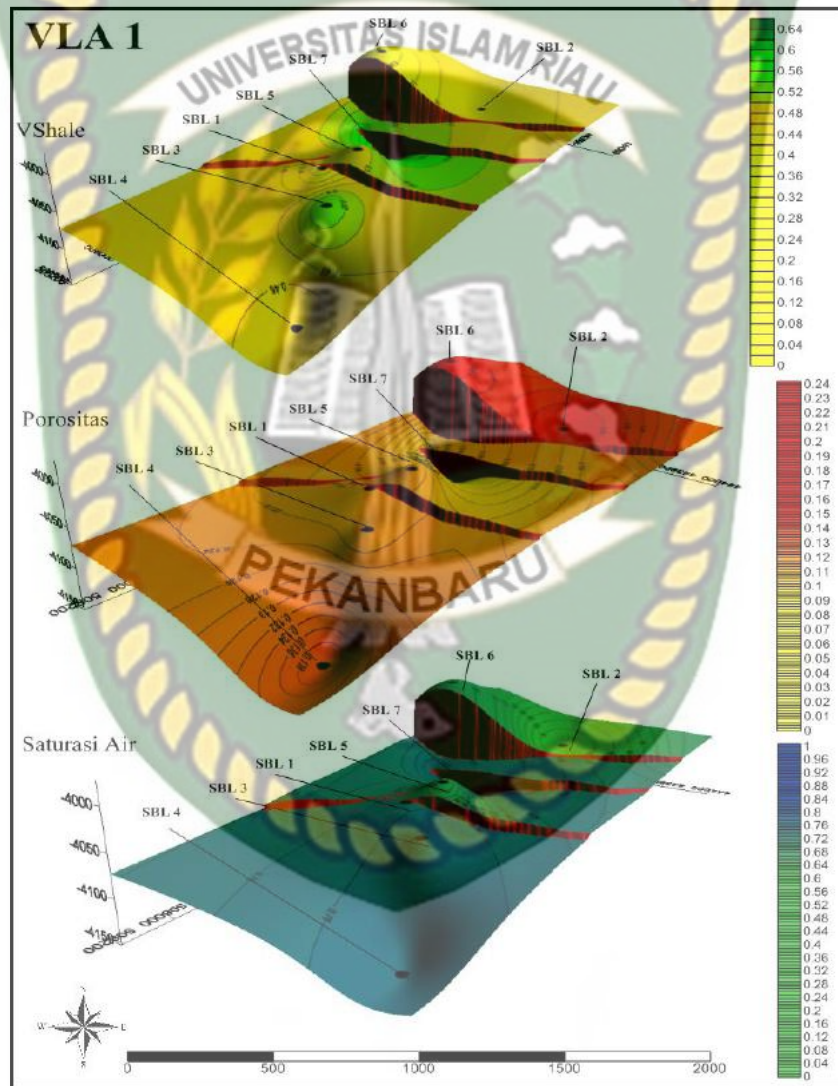
Peta *depth structure* digunakan untuk mengetahui pola struktur geologi yang berkembang sebagai pengontrol perangkap akumulasi minyak bumi di Lapangan SBL penelitian. Data peta top struktur didapatkan dari data lintasan seismik dan korelasi antara semua sumur yang memberikan gambaran bawah permukaan. Pada peta *depth structure* 3D adalah hasil korelasi antara Depth Struktur, Kandungan Vshale, Porositas dan Saturasi Air. Peta ini juga bertujuan untuk mengetahui secara detail kandungan Vshale, Porositas dan Saturasi beserta morfologi pada tiap – tiap zona VLA 1, VLA 2, VLA 3, dan VLA 4.

##### 4.3.4. 1. Peta *Depth Structure* VLA 1

Dari informasi peta *depth structure* pada VLA 1 mempunyai rata – rata nilai Vshale berkisar 0.37 – 0.63. Nilai Vshale yang tertinggi pada zona ini berada di sumur SBL 7 dengan nilai 0.63 yang berada di arah selatan dan berada dibawah struktur patahan dan kemudian nilai Vshale terendah pada zona ini berada di sumur SBL dengan dengan nilai 0.37 yang berada di arah Baratdaya dan berada di tinggian zona patahan.

Nilai porositas berkisar 0.09 – 0.15, adapun nilai porositas tertinggi pada zona ini berada di sumur SBL 2 dan SBL 6 dengan nilai porositas masing – masing sebesar 0.15 dimana SBL 2 dan SBL 6 berada di arah Barat dan berada di atas sumur lainnya atau disamping zona patahan dan kemudian nilai porositas terendah pada zona ini berada di sumur SBL 7 dengan nilai porositas sebesar 0.09 yang berada di arah Baratdaya atau disamping zona patahan diatas sumur SBL 6.

Nilai saturasi air berkisar 0.59 – 0.84, adapun nilai saturasi air tertinggi pada zona ini berada di sumur SBL 7 dengan nilai saturasi air sebesar 0.84 yang berada di arah Baratdaya dan kemudian nilai saturasi air terendah berada di sumur SBL 2 dan SBL 6 dengan nilai masing – masing sebesar 0.59 dan 0.67 berada di arah Barat atau di atas zona patahan.



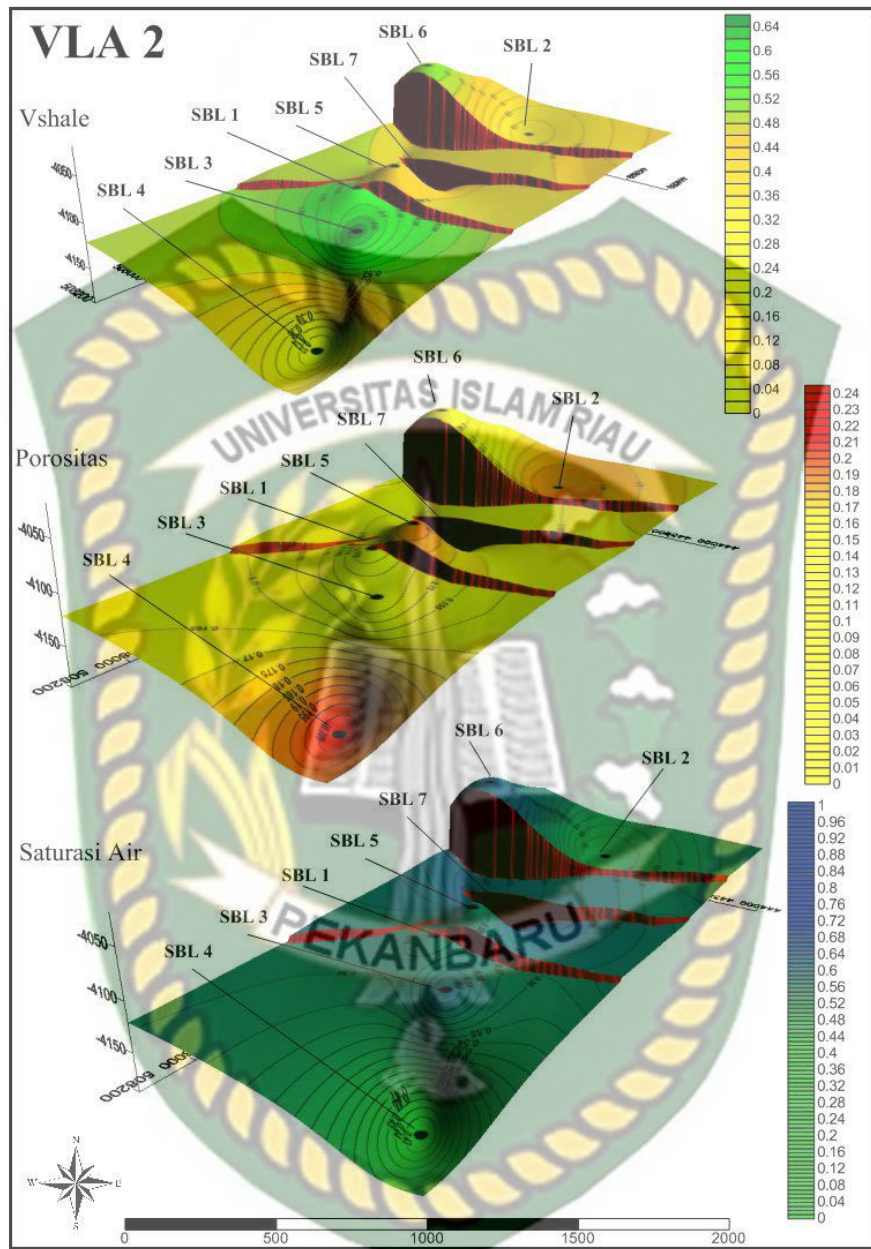
Gambar 4.21 Peta *Depth Structure* Daerah Penelitian Pada Zona VLA 1.

#### 4.3.4.2 Peta Depth Structure VLA 2

Dari informasi peta depth structure pada VLA 2 mempunyai rata – rata nilai  $V_{shale}$  berkisar 0.30 – 0.65. Nilai  $V_{shale}$  yang tertinggi pada zona ini berada di sumur SBL 3 dengan nilai 0.65 yang berada di arah Timurlaut dan kemudian nilai  $V_{shale}$  terendah pada zona ini berada di sumur SBL 4 dengan dengan nilai 0.30 yang berada di arah Timurlaut dan berada jauh di zona patahan.

Nilai porositas berkisar 0.13 – 0.21, adapun nilai porositas tertinggi pada zona ini berada di sumur SBL 4 dengan nilai porositas sebesar 0.21 berada di arah Timurlaut dan kemudian nilai porositas terendah pada zona ini berada di sumur SBL 1 dengan nilai porositas sebesar 0.13 yang berada di arah Tenggara atau disamping zona patahan.

Nilai saturasi air berkisar 0.42 – 0.71, adapun nilai saturasi air tertinggi pada zona ini berada di sumur SBL 7 dengan nilai saturasi air sebesar 0.71 yang berada di arah Baratdaya dan kemudian nilai saturasi air terendah berada di sumur SBL 4 dengan nilai sebesar 0.42 yang berada di arah Timurlaut.



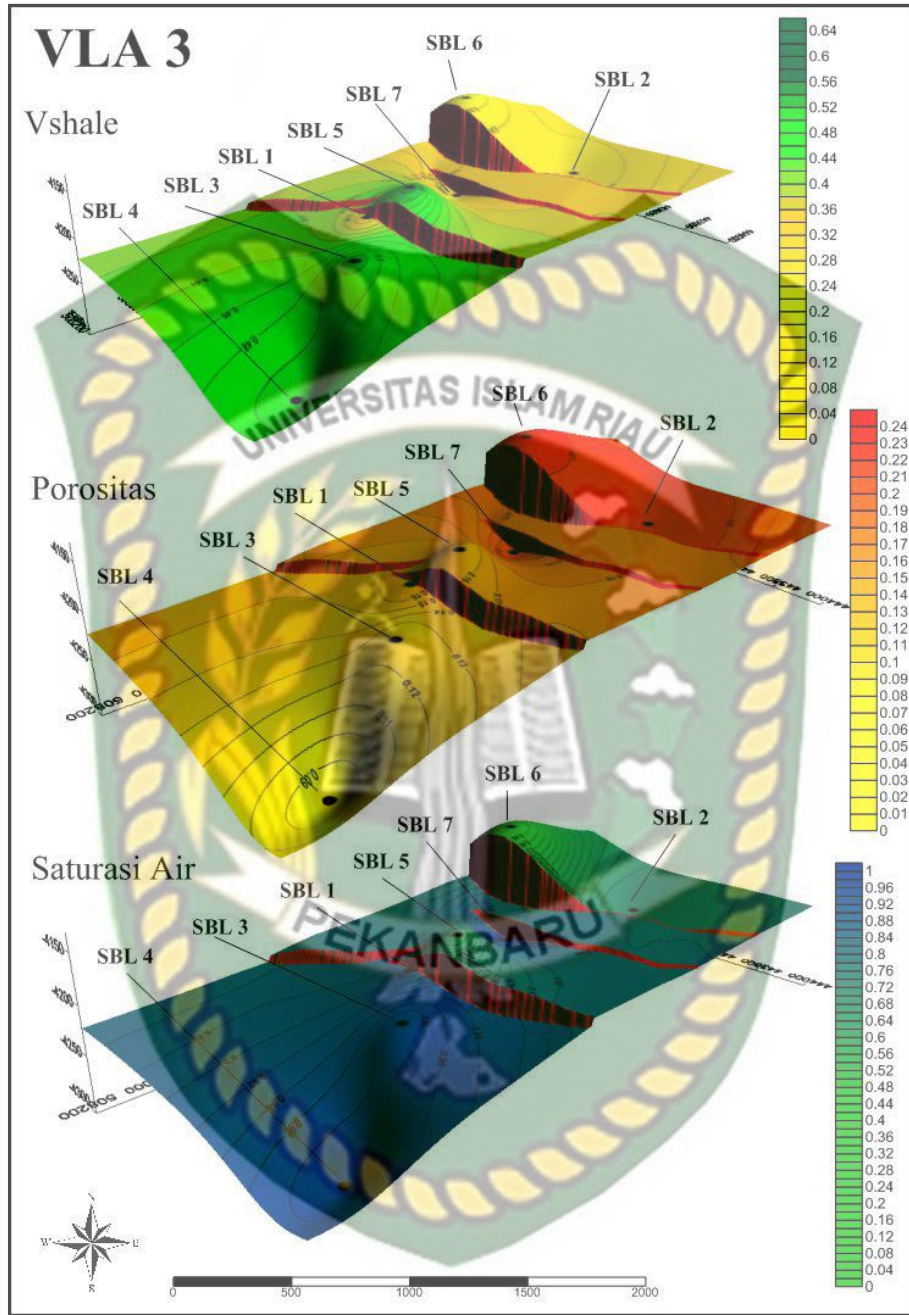
Gambar 4.22 Peta *Depth Structure* Daerah Penelitian Pada Zona VLA 2.

#### 4.3.4.3. Peta Depth Structure VLA 3

Dari informasi peta depth structure pada VLA 3 mempunyai rata – rata nilai Vshale berkisar 0.21 – 0.55. Nilai Vshale yang tertinggi pada zona ini berada di sumur SBL 5 dengan nilai 0.55 yang berada di arah Timur dan kemudian nilai Vshale terendah pada zona ini berada di sumur SBL 6 dengan dengan nilai 0.21 yang berada di arah Baratdaya dan berada di zona patahan.

Nilai porositas berkisar 0.08 – 0.24, adapun nilai porositas tertinggi pada zona ini berada di sumur SBL 6 dengan nilai porositas sebesar 0.24 berada di arah Baratdaya dan kemudian nilai porositas terendah pada zona ini berada di sumur SBL 4 dengan nilai porositas sebesar 0.08 yang berada di arah Timurlaut.

Nilai saturasi air berkisar 0.44 – 1.00, adapun nilai saturasi air tertinggi pada zona ini berada di sumur SBL 3, SBL 4, dan SBL 7 dengan nilai saturasi air sebesar 1.00 yang berada di arah Timurlaut dan kemudian nilai saturasi air terendah berada di sumur SBL 6 dengan nilai sebesar 0.44 yang berada di arah Baratdaya.



Gambar 4.23 Peta *Depth Structure* Daerah Penelitian Pada Zona VLA 3.

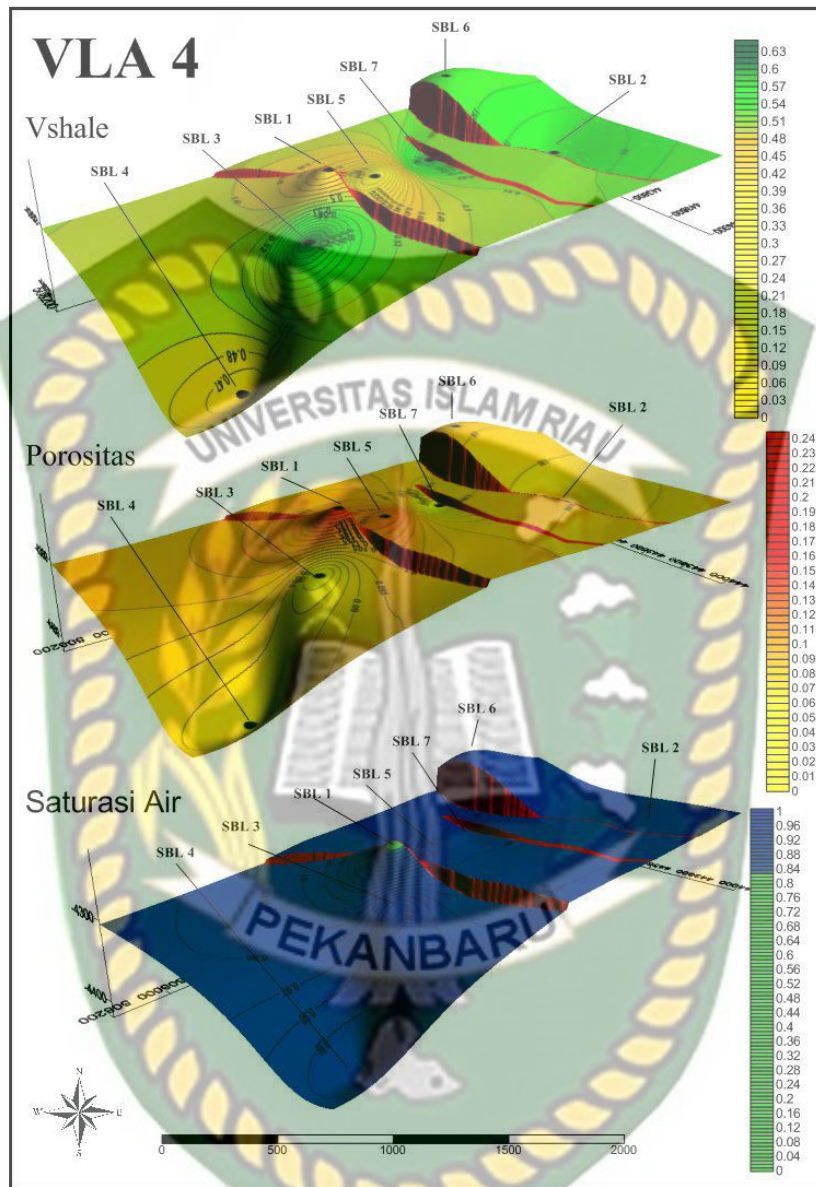
#### 4.3.4.4 Peta Depth Structure VLA 4

Dari informasi peta depth structure pada VLA 4 mempunyai rata – rata nilai Vshale berkisar 0.44 – 0.61. Nilai Vshale yang tertinggi pada zona ini berada di sumur SBL 3 dengan nilai 0.61 yang berada di arah Timurlaut dan kemudian nilai Vshale terendah pada zona ini berada di sumur SBL 5 dengan dengan nilai 0.38 yang berada di arah Timur atau di tengah – tengah zona tersebut.

Nilai porositas berkisar 0.06 – 0.16, adapun nilai porositas tertinggi pada zona ini berada di sumur SBL 1 dengan nilai porositas sebesar 0.16 berada di arah Timur dan kemudian nilai porositas terendah pada zona ini berada di sumur SBL 7 dengan nilai porositas sebesar 0.06 yang berada di arah Baratdaya.

Nilai saturasi air berkisar 0.82 – 1.00, adapun nilai saturasi air tertinggi pada zona ini berada hampir diseluruh sumur dengan nilai saturasi air sebesar 1.00 yang berada menyebar keseluruhan zona tersebut.

Dokumen ini adalah Arsip Miilik :



Gambar 4.24 Peta *Depth Structure* Daerah Penelitian Pada Zona VLA 4.

**BAB V****PENUTUP****5.1. Kesimpulan**

Kesimpulan dari penelitian yang telah dilakukan sebagai berikut :

1. Lapangan SBL memiliki 7 sumur bor setiap sumur memiliki kriteria masing – masing dan juga memiliki 4 zona reservoir yaitu VLA 1, VLA 2, VLA 3, dan VLA 4 yang mempunyai ketebalan yang berbeda – beda berkisar antara 4594 ft – 4700 ft.
2. Berdasarkan kualitatif log sumur, log gamma ray membantu dalam analisis kualitatif pada sumur, nilai log gamma ray tinggi mencirikan litologi shale yaitu nilai rata – rata setiap sumur 136 API sedangkan litologi batupasir memiliki nilai yang rendah yaitu 46 API dan juga log gamma ray digunakan untuk perhitungan kandungan volume shale dalam reservoir.
3. Berdasarkan kuantitatif terhadap semua log didapatkan nilai kandungan shale yang tertinggi berada pada zona VLA 4 dengan nilai rata – rata sebesar 0.51, dengan penyebaran berada dominan diarah Barat dan nilai kandungan shale terendah berada di zona VLA 3 dengan nilai rata – rata sebesar 0.37. Kemudian rata – rata nilai porositas tertinggi dengan nilai rata – rata sebesar 0.17 berada di zona VLA 3 dan porositas terendah berada di zona VLA 4 dengan nilai rata – rata sebesar 0.09.
4. Pada setiap sumur didapatkan nilai  $R_w$  dengan metode pickett plot yaitu senilai 0.18 – 0.32.
5. Nilai konsentrasi saturasi air yang paling tinggi berada di zona VLA 4 dengan nilai rata – rata sebesar 0.97 dan yang paling rendah berada di zona VLA 2 dengan nilai rata – rata sebesar 0.57.

## 5.2. Saran

Saran dari penelitian yang telah dilakukan adalah sebagai berikut :

1. Sebaiknya dilakukan koreksi terhadap lubang sumur bor agar mendapatkan koefisien perhitungan yang lebih baik dan detail.
2. Diperlukan perhitungan lanjutan untuk mendapatkan hasil cadangan.
3. Sebaiknya pengerjaan petrofisika ini untuk selanjutnya digunakan aplikasi yang lebih lengkap.

## 5.3. Rekomendasi

Dari semua hasil yang didapatkan menghasilkan rekomendasi dari semua sumur dan tiap – tiap zona hidrokarbon yang baik untuk dilakukannya produksi adapun sumur tersebut berada di sumur SBL 2 dan SBL 4 pada zona hidrokarbon VLA 2 karena kandungan *shale* pada SBL 2 sebesar 0.35, nilai porositas yang baik sebesar 0.19, nilai saturasi air sebesar 0.49, kemudian nilai kandungan shale pada SBL 4 sebesar 0.30, nilai porositas sebesar 0.21 dan nilai saturasi air sebesar 0.42. Oleh sebab itu pada sumur SBL 2 dan SBL 4 rekomendasi untuk diproduksi karena memiliki nilai kandungan shale yang rendah, porositas yang baik dan saturasi air yang baik.

## DAFTAR PUSTAKA

- Asquith, G.B., 1982, *Basic Well Log Analysis for Geologists*, Tulsa, Oklahoma, AAPG, Methods in Exploration Series.
- Asquith, G. Dan Krygowski, D. 2004. *Basic Log Analysis : Second Edition*. The American Association of Petroleum Geologist (AAPG) : Okhlahoma
- Bateman dan Richard, M., 1985, *Open-Hole Log Analysis and Formation Evaluation*, International Human Resources Development Corporation, Boston.
- Darling, T., 2005, *Well Logging and Formation Evaluation*, Gulf Freeway, Texas.
- Dewanto, O., 2016, *Petrofisika Log*, Universitas Lampung, Lampung.
- Dwiyono, I.F., dan Winardi, S., 2014, Kompilasi Metode Water Saturation dalam Evaluasi Formasi, M2P-03, *Prosiding Seminar Nasional Kebumihan ke-7*, Universitas Gajah Mada.
- Harsono, A., 1997, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*, Schlumberger Oilfield Services, Jakarta.
- Darman, H., & Sidi, H. 2000. *An Outline of the Geology of Indonesia*. Publikasi Ikatan Ahli Geologi Indonesia
- Hernansjah, 2008, *Analisa Log Sumur*, ITB, Bandung.
- Hilchie, D.W., 1982, *Advanced Well Log Interpretation*, Colorado.
- Judson, S., Kauffman, M. E dan Leet, L. D., 1987, *Physical Geology*, 7th Ed, New Jersey: Practice-Hall, Inc.
- Loverson, A.I., 1954, *Geology of Petroleum*, W.H. Freeman and Company, San Fransisco.
- Nugroho, H., 2011, *Buku Panduan Praktikum GMB*, Teknik Geologi UNDIP, Semarang.
- Opes International.,2001, *Review of the Sembilang Oil Field, West Natuna Sea (Blok B)*, Indonesia
- Rider, M., 1996, *The Geological Interpertation of Well Logs*, Caithness, Scotlandia.
- Rider, M., 2002, *The Geological Interpretation of Well Logs*. Second Edition,Sutherland, Skotlandia.
- Rosyidan, C., Satiawati, L., dan Satiyawira, B., 2015, *Analisa fisika minyak*

(*petrophysics*) dari data log konvensional untuk menghitung sw berbagai metode, *Prosiding Seminar Nasional Fisika (E-Journal) SNF 2015* Volume IV, p-ISSN: 2339-0654, e-ISSN: 2476-9398.

Schlumberger, 1958, *Introduction to Well Logging*, Schlumberger Well Services.  
Schlumberger, 1972, *The Essentials of Log Interpretation Practice*, Service Techniques Schlumberger, France.

Schlumberger, 1989, *Log Interpretation Principles/Application*, Seventh Printing, Texas.

Sheriff, R.E., 1990, *Applied Geophysics*, Second Edition, Cambridge University Press, New York.

Sugiarto, T. A., Sentosa, J. B., dan Warnana, D. D., 2013, Evaluasi formasi dan estimasi permeabilitas pada reservoir karbonat menggunakan carman kozceny, *Jurnal Sains Pomits Vol. 1, No. 1, (2013): 1-5*

Thomas, D.H., 1984, *Seismic application of Sonic Logs*, Technicalpaper British Petroleum Co. Ltd.

Winardi, S., 2014, *Quantitative Log Analysis*, Departement Of Geological Eng Gajah Mada University.

Witts, D., 2012, A new depositional and provenance model for the Tanjung Formation, Barito Basin, SE Kalimantan, Indonesia, *Journal of Asian Earth Sciences* 56(2012): 77-104.