

**ANALISIS PETROFISIKA DAN KARAKTERISASI RESERVOAR  
MIGAS BERDASARKAN DATA *LOG* DAN DATA *CORE*  
PADA SUMUR H2, H4, H5 DAN H6 LAPANGAN HLP  
CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT  
(Skripsi)**

Oleh  
**Herlin Lisiana Putri**



**KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI  
UNIVERSITAS LAMPUNG  
FAKULTAS TEKNIK  
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA  
2017**

**ABSTRAK**

**ANALISIS PETROFISIKA DAN KARAKTERISASI RESERVOAR MIGAS  
BERDASARKAN DATA LOG DAN DATA CORE  
PADA SUMUR H2, H4, H5 DAN H6 LAPANGAN HLP  
CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT**

Oleh

**Herlin Lisiana Putri**

Terdapat banyak potensi hidrokarbon di Indonesia bagian timur terutama di daerah kepala burung Papua. Penelitian geologi dan seismik permukaan mungkin mampu memberikan dugaan potensi hidrokarbon di bawah permukaan, akan tetapi sampai saat ini belum ada suatu solusi nyata selain melakukan penggalian lubang sumur serta mengadakan serangkaian pengukuran di dalam sumur dan evaluasi data hasil rekaman untuk memastikan ada tidaknya kandungan hidrokarbon di bawah permukaan tanah. Proses tersebut disebut dengan well logging. Dari hasil pengukuran well logging, dilakukan analisa secara kualitatif dan kuantitatif sehingga didapat nilai petrofisika dari lapisan disekitar lubang bor tersebut. Pada studi ini, perhitungan parameter petrofisika dilakukan dengan menggunakan software *Interactive Petrophysics*. Analisa kualitatif menghasilkan informasi berupa zona reservoir dari setiap sumur. zona reservoir dari sumur H2 berada pada kedalaman 12557.5-12982.5 ft, untuk sumur H4 berada pada kedalaman 12231.5-12332.5 , sumur H5 berada pada kedalaman 12575.2-13010 ft dengan ketebalan 252.5 ft dan sumur H6 memiliki zona reservoir yang berada pada kedalaman 12770.5-13098 ft . Sedangkan dari hasil analisa kuantitatif, didapatkan nilai parameter petrofisika untuk zona reservoir pada masing-masing sumur. Pada sumur H2, didapatkan nilai porositas efektif sebesar 10%, kandungan *shale/clay* sebesar 9% dan saturasi air sebesar 26%. Sumur H4 memiliki nilai porositas efektif sebesar 14%, kandungan *shale/clay* sebesar 5% dan saturasi air sebesar 31%. Sumur H5 memiliki nilai porositas efektif sebesar 12%, kandungan *shale/clay* sebesar 11% dan saturasi air sebesar 31%. Dan Sumur H6 memiliki nilai porositas efektif sebesar 9%, kandungan *shale/clay* sebesar 11% dan saturasi air sebesar 23%.

Kata kunci: analisa petrofisika, porositas, saturasi air, kandungan *shale/clay*.

## ABSTRACT

### ANALYSIS OF PETROPHYSICS AND RESERVOIR CHARACTERISTIC OF OIL AND GAS BASED ON LOG DATA AND CORE DATA ON WELL H2, H4, H5 AND H6 HLP FIELD, BINTUNI BASIN, WEST PAPUA

By

**Herlin Lisiana Putri**

There are many potential hydrocarbon on east Indonesia, especially on the head of bird Papua Island. Survey geology and subsurface of seismic probably can detect hydrocarbon potential of subsurface, but until nowadays there is no real solution to determine the potential of hydrocarbon except drilling the well also do survey of logging and evaluation data result of the record for make sure hydrocarbon potential of subsurface. Reservoir characteristic of hydrocarbon can be known by any petrophysical parameters of the rocks such as density, porosity and permeability. In this case, petrophysical parameters calculated by using software Interactive Petrophysics (IP). Petrophysical analysis were performed to determine parameter volume of shale, porosity and water saturation. Qualitative analysis gave information about reservoir zone for each well. Reservoir zone of well H2 was at 12557.5-12982.5 ft, 12231.5-12332.5 ft for well H4, 12575.2-13010 ft for well H5, and 12770.5-13098 ft for well H6. Meanwhile from the result of quantitative analysis, didapatkan information of petrophysical parameters for reservoir zone for each wells. On well H2, the value of effective porosity was 10%, *shale/clay volume* 9% and water saturation 26%. On well H4, the value of effective porosity was 14%, *shale/clay volume* 5%, and water saturation 31%. On well H5, the value of effective porosity was 12%, *shale/clay volume* 11% dan water saturation 31%. And on well H6, the value of effective porosity was 9%, *shale/clay volume* 11% and water saturation 23%.

Keyword: petrophysical analysis, porosity, water saturation, volume of shale/clay.

**ANALISIS PETROFISIKA DAN KARAKTERISASI RESERVOAR  
MIGAS BERDASARKAN DATA *LOG* DAN DATA *CORE*  
PADA SUMUR H2, H4, H5 DAN H6 LAPANGAN HLP  
CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT**

Oleh

**HERLIN LISIANA PUTRI**

Skripsi

Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar

**SARJANA TEKNIK**

Pada

Jurusan Teknik Geofisika

Fakultas Teknik Universitas Lampung



**KEMENTRIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI  
UNIVERSITAS LAMPUNG  
FAKULTAS TEKNIK  
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA  
2017**



**Judul Skripsi : ANALISIS PETROFISIKA DAN KARAKTERISASI RESERVOAR MIGAS BERDASARKAN DATA LOG DAN DATA CORE PADA SUMUR H2, H4, H5 DAN H6 LAPANGAN HLP CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT**

**Nama Mahasiswa : Herlin Lisiana Putri**

**Nomor Pokok Mahasiswa : 1315051025**

**Jurusan : Teknik Geofisika**

**Fakultas : Teknik**



**MENYETUJUI**

**1. Komisi Pembimbing**

**Pembimbing I**

**Pembimbing II**

**Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.**

**NIP 19661222 199603 1 001**

**Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.**

**NIP 19750911 200012 1 002**

**2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika**

**Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T.**

**NIP 19720928 199903 1 001**

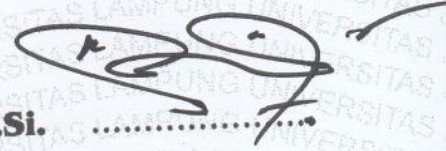


**MENGESAHKAN**

1. Tim Penguji

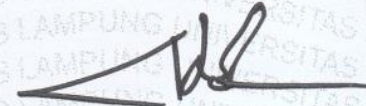
Ketua

: **Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.** .....



Sekretaris

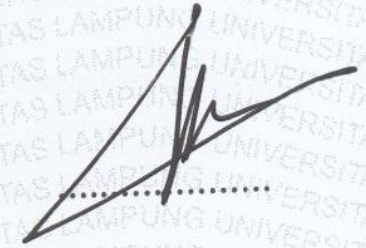
: **Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.** .....



Penguji

Bukan Pembimbing

: **Dr. Muh. Sarkowi, S.Si., M.Si.** .....



4. Dekan Fakultas Teknik



**Prof. Suharno, M.S., M.Sc., Ph.D.**

NIP 19620717 198703 1 002



Tanggal Lulus Ujian Skripsi : **31 Mei 2017**



## PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa dalam skripsi ini tidak terdapat karya yang pernah dilakukan orang lain, dan sepanjang pengetahuan saya juga tidak terdapat karya atau pendapat yang ditulis atau diterbitkan oleh orang lain, kecuali yang secara tertulis diacu dalam naskah ini sebagaimana disebutkan dalam daftar pustaka, selain itu saya menyatakan pula bahwa skripsi ini dibuat oleh saya sendiri.

Apabila pernyataan saya ini tidak benar maka saya bersedia dikenai sanksi sesuai dengan hukum yang berlaku.

Bandar Lampung, Mei 2017



*Herlin Lisiana Putri*

**Herlin Lisiana Putri**

## RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di Teluk Betung, Bandarlampung pada tanggal 15 Juni 1995, anak ketiga dari lima bersaudara dari pasangan Bapak Herwinta dan Ibu Irma.

Penulis menyelesaikan pendidikan Taman Kanak-kanak di TK. AMALIA Bandarlampung pada tahun 2001, Pendidikan Sekolah Dasar di SD N 1 Tanjung Senang Bandarlampung pada tahun 2007, pendidikan Sekolah Menengah Pertama di SMP N 19 Bandarlampung pada tahun 2010, pendidikan Sekolah Menengah Atas di SMA N 15 Bandarlampung yang diselesaikan pada tahun 2013.

Pada tahun 2013, penulis melanjutkan studi di perguruan tinggi dan terdaftar sebagai mahasiswa di Fakultas Teknik Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung. Penulis terdaftar sebagai anggota bidang Sains dan Teknologi (SAINTEK) Hima TG Bhuwana Universitas Lampung pada periode 2013/2014. Pada periode 2014/2015 penulis merupakan sekretaris umum Hima TG Bhuwana Universitas Lampung. Pada periode 2015/2016 penulis merupakan bendahara wilayah untuk HMGI wilayah I (Sumatera). Pada tahun 2013-2016 penulis



tercatat sebagai anggota dari SEG-SC Universitas Lampung. Pada bulan Januari tahun 2016 penulis melakukan Kuliah Kerja Nyata (KKN) di Desa Sidodadi, Kecamatan Penawar Tama, Kabupaten Tulang Bawang. Pada bulan Juli tahun 2016 penulis pernah melaksanakan Kerja Praktik (KP) di PPPTMGB LEMIGAS, Jakarta.

## **PERSEMBAHAN**

Dengan penuh rasa syukur, kan ku persembahkan skripsi ini kepada :

*Kedua Orangtuaku tercinta,  
Abah dan Umak*

*Kakak-kakakku tersayang,  
(Wilda Listiana dan Irfan Maulana)*

*Adik-adikku terkasih,  
(Abel R Maulana dan Farhan F Maulana)*

*Kakak-kakak iparku,  
(Tri Wiyanto dan Lia)*

*Keponakanku terlucu,  
(Tama dan Al)*

*Almamater kebanggaanku,  
(Teknik Geofisika Universitas Lampung)*

## **KATA PENGANTAR**

Segala puji bagi Allah S.W.T yang telah melimpahkan rahmat, petunjuk, dan ilmu kepada penulis, sehingga akhirnya penulis dapat menyelesaikan skripsi ini. Shalawat dan salam semoga selalu untuk nabiNya yakni Muhammad S.A.W.

Skripsi yang berjudul “Analisis Petrofisika dan Karakterisasi Reservoir Migas Berdasarkan Data *Log* dan Data *Core* pada Umur H2, H4, H5, dan H6 Lapangan HLP Cekungan Bintuni, Papua Barat” merupakan hasil dari Tugas Akhir yang penulis laksanakan berdasarkan lanjutan studi dari kerja praktek di PPPTMGB Lemigas, Jakarta. Penulis menyadari bahwa penyusunan skripsi ini masih terdapat kekurangan dan jauh dari kesempurnaan.

Atas segala kekurangan dan ketidaksempurnaan skripsi ini, penulis sangat mengharapkan kritik dan saran yang bersifat membangun kearah perbaikan dan penyempurnaan skripsi ini. Penulis berharap skripsi ini dapat bermanfaat dan memberikan wawasan bagi para pembaca.

Wassalamu’alaikum Wr. Wb.

**Penulis**

**Herlin Lisiana Putri**



## SAN WACANA

Dalam pelaksanaan dan penyelesaian skripsi ini tentunya tidak lepas dari bimbingan dan dukungan berbagai pihak, maka pada kesempatan ini penulis ingin menyampaikan terimakasih kepada pihak-pihak yang bersangkutan yaitu:

1. Allah S.W.T yang telah memberikan nikmat dan karuniaNya atas kelancaran dalam penyusunan skripsi ini.
2. Kedua orangtuaku tercinta, Abah dan Umak atas segala yang diberikan. Doa dan harapan yang selalu kalian sampaikan. Motivasi terbesarku untuk menyelesaikan pendidikan. Janjiku untuk membahagiakan kalian, membalas piluh yang telah kalian lakukan demi aku. Tak ada kata yang bisa mengutarakan rasa cintaku kepada kalian. Semoga Allah selalu melindungi dan memberikan kesehatan kepada Abah dan Umak.
3. Bapak Sulistiyono, S.T., M.Si. selaku pembimbing sewaktu penelitian yang telah memberikan bimbingan dan saran kepada penulis selama pelaksanaan penelitian.
4. Bapak Prof. Prof. Suharno, M.S., M.Sc., Ph.D., selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Lampung.
5. Bapak Dr. Ahmad Zaenudin, M.T., selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.

6. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si., selaku dosen pembimbing I atas semua kesabaran, bimbingan, kritikan, saran dan kesedian untuk meluangkan waktu disela-sela kesibukan.
7. Bapak Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si., selaku dosen pembimbing II yang telah meluangkan waktunya, memberikan kritik dan saran dalam penyusunan skripsi ini.
8. Bapak Dr. Muh. Sarkowi, S.Si., M.Si., selaku dosen penguji yang telah memberikan kritik dan masukan terhadap skripsi ini.
9. Seluruh dosen pengajar Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah berbagi ilmu dan pengalaman selama perkuliahan.
10. Kakak-kakakku (Wilda, Tri, Irfan dan Lia) terimakasih atas segala bentuk dukungan yang telah diberikan.
11. Adik-adikku (Abel dan Farhan) yang selalu memberi semangat kepadaku.
12. Kedua ponakanku (Tama dan Al) yang memberikan keceriaan sehingga menghidupkan semangat di kala jenuh.
13. Orang terdekat yang jauh, Yudha Prasetyo, yang selalu memberi dukungan dan semangat kepada penulis untuk menyelesaikan tugas akhir ini.
14. Sahabat-sahabatku, Fitri, Aiy, Zeyca dan Ratih yang selalu menemani dan berjuang bersama untuk mendapatkan gelar. CAS (Rita, Mona, Dora, Dede dan Bulek) yang menghibur dan memberi keceriaan.
15. Temen KP (Hanun dan Alicya) yang mengikhlaskan studi ini dilanjutkan oleh penulis, makasih *guys*. Temen yang selalu mau membantu, Ulfa, makasih ul. Dian, Jujun, Yase, Hanun, Alis, Ulfa temen nonton drama korea dari maba dikosan yase, makasih menjadi penghibur dikala jenuh kuliah. Temen

seperjuangan TA di kampus (Yase dan Winda). Terimakasih kalian udah jadi bagian dari perjalanan hidup selama kuliah.

16. Kak Doni Zulfafa, ST., Kak Beny Casandra, ST., Dian Pratiwi, teman-teman berdiskusi yang telah membantu menyelesaikan skripsi ini.
17. Teman-teman Teknik Geofisika 2013, Abdi, Agung, Imron, Aji, Alicya, Aristo, Atikah, Nafis, Cahaya, Deswita, Dian, Dody, Dwi, Edy, Egi, Bunga, Feni, Eci, Farhan, Endah, Haidar, Haris, Helton, Hanun, Aloy, Kholil, Kurnia, Azhary, Reza, Fajri, Nico, Noris, Pipit, Priesta, Putu, Rafi, Ravide, Ririn, Ryan, Shiska, Suryadi, Udin, Bana, Ulfa, Widya, Winda, Yase dan Yeni atas kebersamaannya dimasa kuliah. *Thanks brader, sister* untuk semua momen yang pernah terukir.
18. Terimakasih banyak atas semua pihak yang telah terlibat, yang tidak dapat disebutkan namanya satu persatu. Semoga apa yang telah kalian berikan akan mendapatkan balasan dari Allah S.W.T.

**Penulis**

**Herlin Lisiana Putri**



## DAFTAR ISI

<b>ABSTRAK .....</b>	<b>i</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>ii</b>
<b>HALAMAN JUDUL .....</b>	<b>iii</b>
<b>HALAMAN PERSETUJUAN .....</b>	<b>iv</b>
<b>HALAMAN PENGESAHAN .....</b>	<b>v</b>
<b>HALAMAN PERNYATAAN .....</b>	<b>vi</b>
<b>RIWAYAT HIDUP .....</b>	<b>vii</b>
<b>HALAMAN PERSEMBAHAN .....</b>	<b>ix</b>
<b>KATA PENGANTAR .....</b>	<b>x</b>
<b>SANWACANA .....</b>	<b>xi</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>xii</b>
<b>DAFTAR GAMBAR .....</b>	<b>xv</b>
<b>DAFTAR TABEL .....</b>	<b>xviii</b>
<b>I. PENDAHULUAN</b>	
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Tujuan Penelitian .....	3
1.3 Batasan Masalah .....	3
<b>II. TINJAUAN PUSTAKA</b>	
2.1 Daerah Penelitian .....	4
2.2 Geologi Regional .....	5

2.3	Tektonik Regional.....	5
2.4	Stratigrafi Regional .....	7
2.5	<i>Petroleum System</i> .....	10
2.5.1	Batuan Induk .....	10
2.5.2	Batuan Resevoir .....	10
2.5.3	Batuan Tudung .....	11
2.5.4	Migrasi dan Perangkap .....	11

### III. TEORI DASAR

3.1	<i>Petroleum System</i> .....	12
3.2	Well Logging .....	13
3.3	Jenis-Jenis Logging.....	15
3.2.1	Log Listrik .....	15
3.2.1.1	Log SP .....	15
3.2.1.2	Log Resistivitas .....	17
3.2.2	Log Radioaktif.....	19
3.2.2.1	Log Gamma Ray.....	19
3.3.1.1	Log Sonic .....	21
3.3.1.2	Log Neutron .....	22
3.3.1.3	Log Densitas .....	24
3.4	Log Caliper .....	26
3.5	Interpretasi Logging.....	27
3.5.1	Interpretasi Kualitatif.....	27
3.5.2	Interpretasi Kuantitatif.....	28
3.5.2.1	Penentuan Resistivitas Air Formasi.....	28
3.5.2.2	Penentuan Kandungan Shale (Vshale).....	30
3.5.2.3	Penentuan Porositas .....	32
3.5.2.4	Penentuan Saturasi Air .....	35
3.5.2.5	Lumping.....	37

### IV. METODELOGI PENELITIAN

4.1	Waktu dan Tempat.....	38
4.2	Alat dan Bahan .....	38
4.3	Jadwal Penelitian .....	41
4.4	Pengolahan Data .....	41
4.4.1	Input Data .....	42
4.4.2	Analisa Kualitatif.....	42
4.4.3	Analisa Kuantitatif.....	44
4.5	Diagram Alir .....	49

### V. HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1	Analisa Kualitatif .....	50
5.2	Analisa Kuantitatif .....	57
5.2.1	Analisa Kandungan <i>Shale/Clay</i> .....	60

5.2.2 Analisa Porositas .....	63
5.2.3 Analisa Saturasi Air (Sw) .....	66
5.2.4 Penentuan <i>Cut-off</i> dan Analisa <i>Lumping</i> .....	70
5.3 Pemodelan 3D dan 2D Parameter Pay .....	77
5.4 Korelasi Litologi Zona Reservoir antar Sumur .....	83

## **VI. KESIMPULAN DAN SARAN**

6.1 Kesimpulan .....	85
6.2 Saran .....	86

## **DAFTAR PUSTAKA**

## **LAMPIRAN**



## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 1.</b> Peta struktur elemen geologi pada daerah Penelitian .....	4
<b>Gambar 2.</b> Elemen Tektonik Kepala .....	7
<b>Gambar 3.</b> Stratigrafi Daerah Kepala Burung Papua .....	9
<b>Gambar 4.</b> <i>Petroleum System</i> Cekungan Bintuni .....	11
<b>Gambar 5.</b> Ilustrasi <i>Logging</i> pada sumur eksplorasi .....	14
<b>Gambar 6.</b> Karakteristik Log SP .....	17
<b>Gambar 7.</b> Penampang Log Resistivitas .....	18
<b>Gambar 8.</b> Contoh Interpretasi Lapisan Batuan Dengan Log <i>Gamma Ray</i> .....	20
<b>Gambar 9.</b> Respon Log Sonic .....	22
<b>Gambar 10.</b> Respon Log Neutron .....	24
<b>Gambar 11.</b> Respon Log Densitas .....	25
<b>Gambar 12.</b> Respon Log Caliper .....	27
<b>Gambar 13.</b> Contoh Pickett Plot .....	30
<b>Gambar 14.</b> Peta persebaran sumur penelitian pada lapangan HLP .....	40
<b>Gambar 15.</b> Input data log format .las .....	41
<b>Gambar 16.</b> Contoh data perekaman sumur ( <i>triple combo</i> ) .....	43
<b>Gambar 17.</b> Contoh data perekaman sumur ( <i>triple combo</i> ) .....	45
<b>Gambar 18.</b> <i>Clay volume analysis</i> .....	46

<b>Gambar 19.</b> Hasil <i>porosity and water saturation analysis</i> .....	47
<b>Gambar 20.</b> Diagram Alir.....	48
<b>Gambar 21.</b> <i>Triple Combo</i> Sumur H2.....	51
<b>Gambar 22.</b> <i>Triple Combo</i> Sumur H4.....	52
<b>Gambar 23.</b> <i>Triple Combo</i> Sumur H5.....	53
<b>Gambar 24.</b> <i>Triple Combo</i> Sumur H6.....	54
<b>Gambar 25.</b> Korelasi zona reservoir antar sumur .....	56
<b>Gambar 26.</b> Korelasi zona reservoir antar sumur .....	59
<b>Gambar 27.</b> Korelasi zona reservoir antar sumur berdasarkan data marker.....	56
<b>Gambar 28.</b> Nilai Porositas Efektif Sumur H2.....	63
<b>Gambar 29.</b> Nilai Porositas Efektif Sumur H4.....	64
<b>Gambar 30.</b> Nilai Porositas Efektif Sumur H5.....	65
<b>Gambar 31.</b> Nilai Porositas Efektif Sumur H6.....	66
<b>Gambar 32.</b> Pickett Plot dari setiap sumur.....	67
<b>Gambar 33.</b> Nilai saturasi air pada sumur H2.....	68
<b>Gambar 34.</b> Nilai saturasi air pada sumur H4.....	69
<b>Gambar 35.</b> Nilai saturasi air pada sumur H5.....	69
<b>Gambar 36.</b> Nilai saturasi air pada sumur H6.....	70
<b>Gambar 37.</b> Cross-plot antara porositas efektif dan permeabilitas .....	71
<b>Gambar 38.</b> Cross-plot antara porositas efektif dan kandungan <i>shale/clay</i> .....	72
<b>Gambar 39.</b> Hasil <i>cut-off</i> sumur H2.....	73
<b>Gambar 40.</b> Hasil <i>cut-off</i> sumur H4.....	74
<b>Gambar 41.</b> Hasil <i>cut-off</i> sumur H5.....	75
<b>Gambar 42.</b> Hasil <i>cut-off</i> sumur H6.....	76

<b>Gambar 43.</b> Pemodelan 3D dengan parameter <i>net-pay</i> .....	77
<b>Gambar 44.</b> Pemodelan 2D dengan parameter <i>net-pay</i> .....	78
<b>Gambar 45.</b> Pemodelan 2D dengan parameter <i>phi-pay</i> .....	79
<b>Gambar 46.</b> Pemodelan 2D dengan parameter <i>phi-pay</i> .....	79
<b>Gambar 47.</b> Pemodelan 3D dengan parameter <i>vcl-pay</i> .....	80
<b>Gambar 48.</b> Pemodelan 2D dengan parameter <i>vcl-pay</i> .....	81
<b>Gambar 49.</b> Pemodelan 3D dengan parameter <i>Sw-pay</i> .....	82
<b>Gambar 50.</b> Pemodelan 2D dengan parameter <i>Sw-pay</i> .....	82
<b>Gambar 51.</b> Pemodelan 3D korelasi litologi antar sumur (penampang A).....	83
<b>Gambar 52.</b> Pemodelan 3D korelasi litologi antar sumur (penampang B).....	84
<b>Gambar 53.</b> Pemodelan 3D korelasi litologi antar sumur (penampang C).....	84

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 1.</b> Respon litologi perlapisan batuan .....	21
<b>Tabel 2.</b> Nilai densitas matrik dari berbagai litologi .....	34
<b>Tabel 3.</b> Data Log pada sumur penelitian.....	39
<b>Tabel 4.</b> Data <i>Core</i> pada sumur penelitian.....	40
<b>Tabel 5.</b> Tabel pelaksanaan jadwal kegiatan penelitian tugas akhir.....	41
<b>Tabel 6.</b> Data <i>facies zone</i> (data marker) .....	44
<b>Tabel 7.</b> Nilai kandungan <i>shale/clay</i> pada sumur H2 .....	60
<b>Tabel 8.</b> Nilai kandungan <i>shale/clay</i> pada sumur H4 .....	61
<b>Tabel 9.</b> Nilai kandungan <i>shale/clay</i> pada sumur H5 .....	61
<b>Tabel 10.</b> Nilai kandungan <i>shale/clay</i> pada sumur H6.....	62
<b>Tabel 11.</b> Nilai <i>Cut-off</i> .....	72

## I. PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Wilayah Indonesia Timur merupakan wilayah yang memiliki geologi yang sangat kompleks. Hal ini dipengaruhi oleh aktivitas tektonik lempeng yang sangat aktif di daerah tersebut. Pergerakan lempeng yang serentak dan saling bertumbukan. Menurut Distamben Provinsi Papua Barat (2014), pada saat ini Lempeng Samudera Pasifik-Caroline bergerak ke barat-barat daya dengan kecepatan 7,5 cm/tahun, sedangkan Lempeng Benua Indo-Australia bergerak ke utara dengan kecepatan 10,5 cm/tahun. Tumbukan yang sudah aktif sejak Eosen ini membentuk suatu tatanan struktur kompleks terhadap Pulau Papua khususnya Papua Barat yang sebagian besar dilandasi kerak Benua Indo-Australia.

Struktur geologi yang kompleks di daerah pulau Papua ini, menjadi salah satu alasan dari banyaknya sumber daya alam di wilayah tersebut. Salah satu potensi sumber daya alam tersebut adalah cadangan hidrokarbon yang cukup melimpah yang tersebar pada cekungan-cekungan wilayah Papua Barat. Diantaranya yaitu cekungan Bintuni yang terletak di daerah kepala burung Pulau Papua.

Upaya eksplorasi daerah Pulau Papua telah lama dilakukan guna menunjang kebutuhan energi nasional yang semakin meningkat. Selain melakukan survey geologi dan seismik permukaan, metode logging juga sangat berperan penting

dalam perkembangan eksplorasi hidrokarbon. Metode ini memberikan hasil dari serangkaian pengukuran yang dilakukan pada lubang bor untuk memastikan ada tidaknya hidrokarbon.

*Well Logging* adalah suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan kedalam lubang sumur, untuk evaluasi formasi dan identifikasi ciri-ciri batuan di bawah permukaan terutama batuan-batuan yang mengelilingi lubang bor. Hasil metode logging berupa gambaran bawah permukaan yang lebih detail dalam bentuk kurva-kurva dari nilai parameter yang terekam secara kontinu. Tujuan dari *Well Logging* adalah untuk mendapatkan informasi petrofisika (sifat fisik batuan dan fluida) berupa litologi pengukuran porositas, pengukuran resistivitas, permeabilitas dan kejenuhan hidrokarbon.

Petrofisika merupakan ilmu yang mempelajari tentang sifat-sifat fisik batuan. Analisa ini dilakukan untuk mengetahui kualitas reservoir, jenis fluida, porositas serta permeabilitas dari suatu batuan atau formasi. Analisa petrofisika dilakukan berdasarkan data log, parameter fisika yang dianalisa berdasarkan ilmu petrofisika untuk mengevaluasi formasi sehingga didapatkan informasi secara akurat mengenai zona reservoir dan penyebaran hidrokarbon pada suatu formasi. Parameter petrofisika tersebut berupa kandungan serpih, porositas, saturasi air dan permeabilitas.

Berdasarkan hal tersebut dilakukanlah analisis petrofisika dan karakterisasi reservoir migas berdasarkan data log dan data *core* pada lapangan "HLP", Cekungan Bintuni, Papua Barat.



## 1.2 Tujuan

Tujuan dari penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut.

1. Melakukan analisis kualitatif (identifikasi lapisan permeabel, zona potensi hidrokarbon dan fluida pengisi) pada sumur H2, H4, H5 dan H6 berdasarkan data logging pada lapangan “HLP” Cekungan Bintuni, Papua Barat.
2. Melakukan analisa kuantitatif untuk menentukan parameter nilai volume *Shale/clay*, porositas efektif dan saturasi air pada zona produktif masing-masing sumur.
3. Menentukan nilai *cut-off* dari parameter nilai volume *Shale/clay*, porositas efektif dan saturasi air air pada zona produktif masing-masing sumur.
4. Mengetahui persebaran hidrokarbon berdasarkan nilai *net-pay* dengan pemodelan 2D dan 3D.

## 1.3 Batasan Masalah

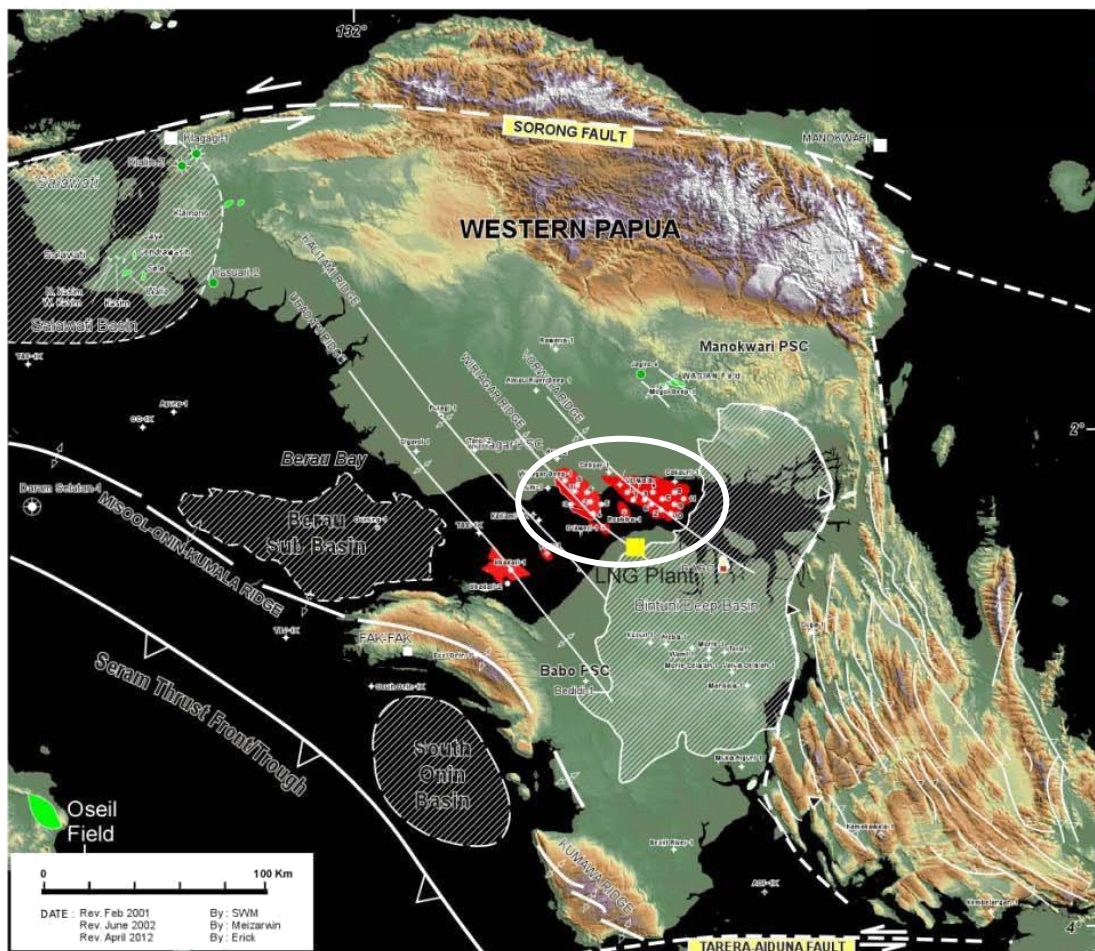
Adapun batasan masalah pada penelitian tugas akhir ini yaitu mengenai analisa petrofisika untuk mengkarakterisasi reservoir yang didapatkan dari pengolahan data sekunder (data log dan data *core*) pada lapangan “HLP” menggunakan *Software Interactive Petrophysics (IP)*.

## II. TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1 Daerah Penelitian

Penelitian ini dilakukan di daerah Papua, tepatnya di area Teluk Bintuni.

Lokasi Teluk Bintuni dapat dilihat pada **gambar 1**.



**Gambar 1.** Peta struktur elemen geologi pada daerah Kepala Burung Pulau Papua (Yudhanto, 2012).

Cekungan Bintuni terletak di Teluk Bintuni-Papua Barat, tepatnya terletak di bagian selatan kepala-leher burung. Luas cekungan ini adalah  $\pm 53.000 \text{ km}^2$  yang cenderung berarah utara-selatan dengan umur tersier akhir.

## 2.2 Geologi Regional

Cekungan ini berkembang pesat selama proses pengangkatan LFB (*Lengguru Fault Belt*) ke timur dan Blok Kemum dari sebelah utara. Cekungan ini di sebelah timur berbatasan dengan Sesar Arguni, di depannya terdapat LFB (*Lengguru Fault Belt*) yang terdiri dari batuan klastik berumur Mesozoik dan batugamping berumur Tersier yang mengalami perlipatan dan tersesarkan. Di sebelah barat cekungan ini ditandai dengan adanya tinggian struktural, yaitu Pegunungan Sekak (*Sekak Ridge*) yang meluas sampai ke utara. Di sebelah utara terdapat Dataran Tinggi Ayamaru yang memisahkan Cekungan Bintuni dengan Cekungan Salawati yang memproduksi minyak bumi. Di sebelah selatan, Cekungan Bintuni dibatasi oleh Sesar Tarera-Aiduna, sesar ini paralel dengan Sesar Sorong yang terletak di sebelah utara KB. Kedua sesar ini merupakan sesar utama di daerah Papua Barat.

## 2.3 Tektonik Regional

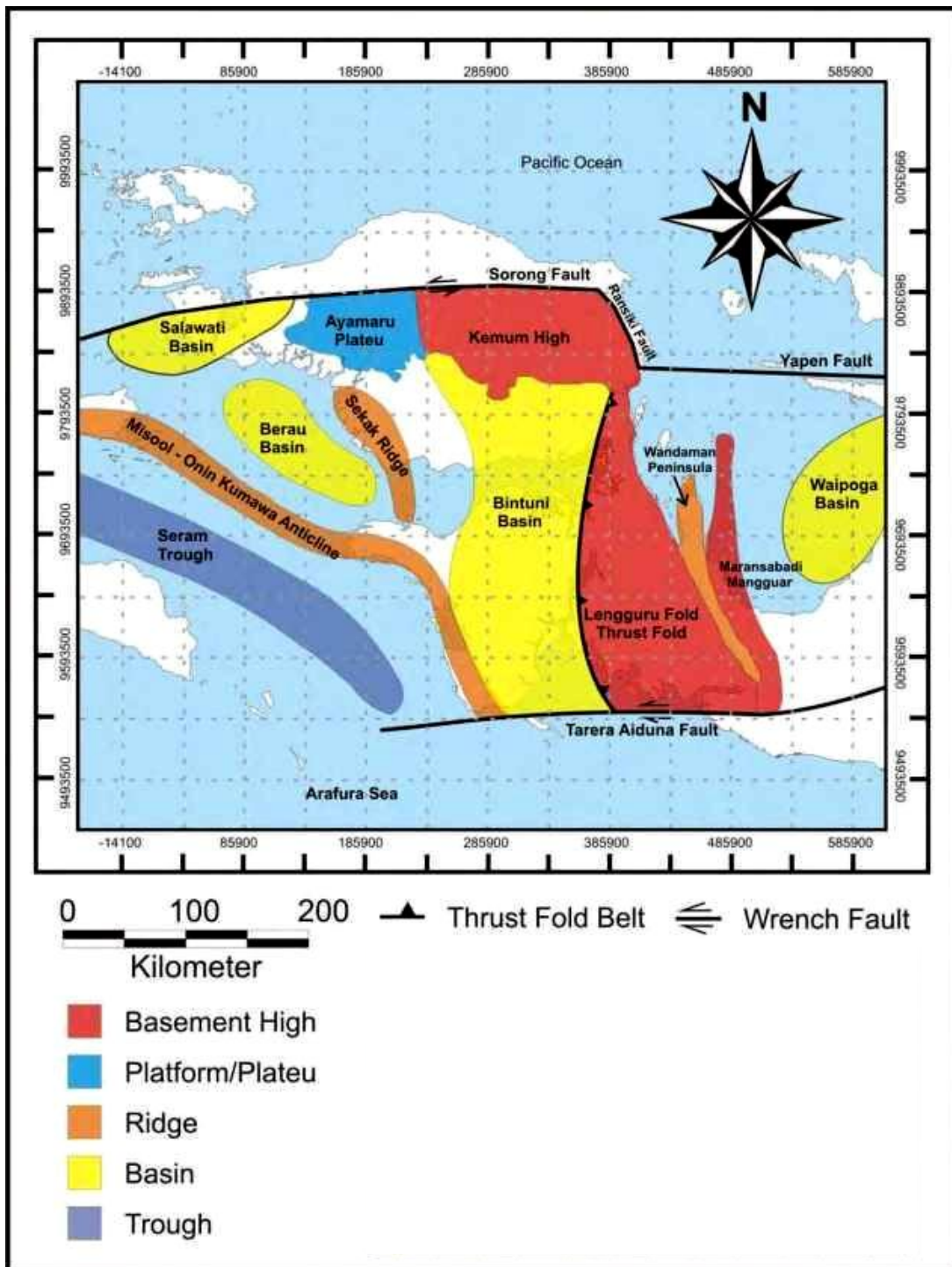
Sebagai cekungan yang berada di sekitar tumbukan antara tiga lempeng, yaitu Lempeng Eurasia, Lempeng Hindia Australia, dan Lempeng Pasifik, Cekungan Bintuni memiliki sejarah tektonik yang sangat kompleks. Menurut Lemigas (2009), episode tektonik dan struktur geologi yang berkembang tidak dapat

dipisahkan dari empat tektonik skala besar yang terjadi di kawasan Timur Indonesia dan Australia, yaitu:

- a. *Rifting* pada Awal Jura di sepanjang batas utara Lempeng Australia (Pulau Papua New Guinea).
- b. *Rifting* Awal Jura di sepanjang barat laut Paparan Australia termasuk Palung Aru (NW shelf rift).
- c. Kolosi Neogen antara Lempeng Pasifik dan Lempeng Australia, serta subduksi pada Palung New Guinea yang menghasilkan jalur perlipatan Papua dan Lengguru.
- d. Kolosi Neogen antara Jalur Banda dengan Lempeng Australia yang membentuk Jalur Kepulauan Kumawa-Onin-Misool

Semua episode tektonik tersebut berimplikasi pada kompleksitas tataan struktur di Papua bagian barat terutama di daerah Lengguru dan Babo pada bagian Leher Kepala Burung. Menurut Lemigas (2009), pola elemen-elemen struktur geologi di Cekungan Bintuni relatif sama dengan yang secara umum ada di daerah Kepala Burung (Gambar 2), yaitu:

- a. Lineasi dengan arah timur-barat sampai barat laut-tenggara yang diwakili oleh sistem sesar naik Misool-Onin.
- b. Lineasi berarah utara-selatan yang berasosiasi dengan jalur perlipatan Lengguru.
- c. Lineasi dengan arah barat laut-tenggara.
- d. Lineasi dengan arah timur-barat yang berasosiasi dengan Sesar Sorong.
- e. Lineasi dengan arah utara timur laut-selatan tenggara sampai utara-selatan yang berupa struktur terban Perem.



Gambar 2. Elemen Tektonik Kepala Burung (Setyaningsih, 2014)

## 2.4 Stratigrafi Regional

Susunan litologi daerah Kepala Burung periode pra-tumbukan dianggap sebagai bagian dari Benua Indo-Australia, sehingga susunan endapan sedimen

periode ini dapat diilustrasikan melalui perkembangan tektonik dan stratigrafi cekungan Benua Indo-Australia bagian utara (Henage, 1993).

Stratigrafi Pratersier Cekungan Bintuni tidak terlepas dari stratigrafi daerah Kepala Burung secara umum. Menurut Lemigas (2009), batuan tertua yang diendapkan adalah Formasi Kemum berumur Silur sampai Devon yang seiring perjalanan waktu telah terdeformasi sangat kuat.

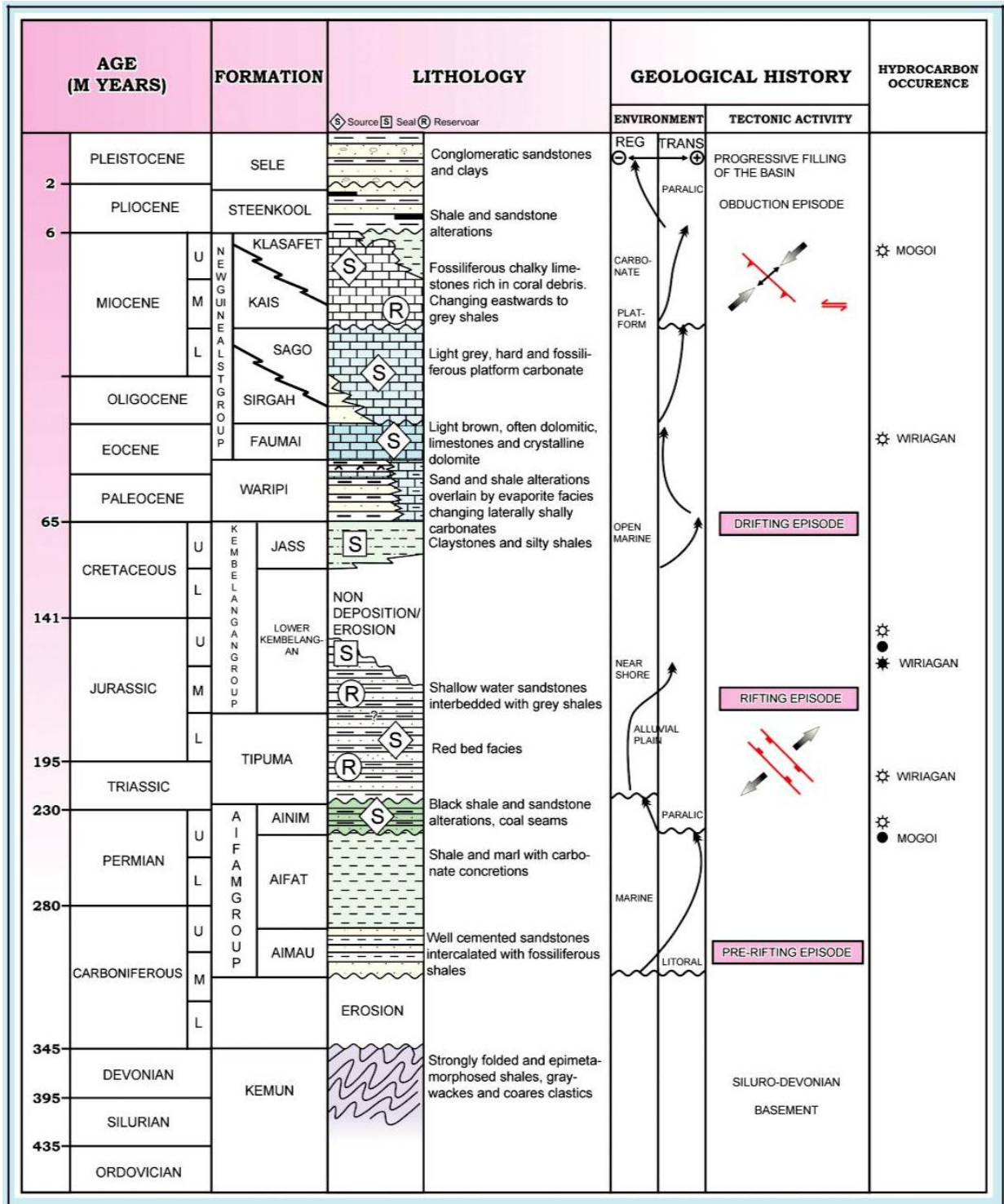
Sedimen Kelompok Aifam kemudian menumpang di atasnya secara tidak selaras. Kelompok tersebut meliputi Formasi Aimau yang berumur Karbon, Formasi Aifat yang berumur Karbon sampai Perem, dan Formasi Ainim yang berumur Perem Akhir sampai Trias Awal.

Formasi Tipuma yang berumur Trias sampai Jura Awal menindih secara tidak selaras Formasi Ainim. formasi ini diendapkan secara tidak selaras dengan batumannya meliputi butupasir dan serpih. Diendapkan pada lingkungan alluvial-kontinental dengan regresi laut. Formasi ini tersingkap didaerah barat Papua, dibatasi oleh tinggian-tinggian tua dan mengisi graben-graben yang ada.

Endapan Kelompok Kambelangan kemudian menindih diatas Formasi Tipuma secara selaras. Kelompok Kambelangan meliputi Formasi Kambelangan Bawah dan Formasi Jass. Dalam Kelompok ini, Formasi Kambelangan Bawah yang berupa endapan pasir laut dangkal yang berlapis dengan serpih berumur Jura Tengah sampai Akhir ditindih secara tidak selaras oleh Formasi Jass yang berumur Kapur Akhir terdiri dari perlapisan batulempung dan serpih lanauan. Di atas Formasi Jass adalah sedimen berumur Tersier (Gambar 3). Sedimen Pratersier yang mempunyai potensi menjadi elemen esensial sistem minyak, yaitu batupasir



Formasi Tipuma dan Kambelangan Bawah sebagai reservoir, serta serpih Formasi Aanim, Tipuma, Kambelangan Bawah, dan Jass sebagai batuan sumber.



Gambar 3. Stratigrafi Daerah Kepala Burung Papua Barat (Setyaningsih, 2014)

## **2.5 *Petroleum System***

Cekungan Bintuni merupakan cekungan yang sudah berproduksi. Minyak bumi pertama kali ditemukan di Lapangan Mogoi dan Wasian oleh NNPGM pada tahun 1938. Penemuan paling akhir adalah Lapangan Wiriagar oleh Conoco pada tahun 1981. Adapun sistem petroleum yang terbentuk pada cekungan ini sebagian besar merupakan pengaruh dari keadaan geologi yang ada (Lemigas, 2009).

### **2.5.1 Batuan Induk**

Beberapa formasi yang terdapat pada Cekungan Bintuni mempunyai potensi sebagai batuan induk, yaitu: serpih formasi Ainim, serpih dan batubara Formasi Tipuma, serpih Formasi Kembelangan, dan serpih Formasi Jass. Namun yang paling berpotensi adalah serpih hitam Formasi Ainim dengan kandungan TOC sekitar (0,74% - 1,53%) dan serpih Tipuma bagian atas (0,946% - 1,40%).

### **2.5.2 Batuan Reservoir**

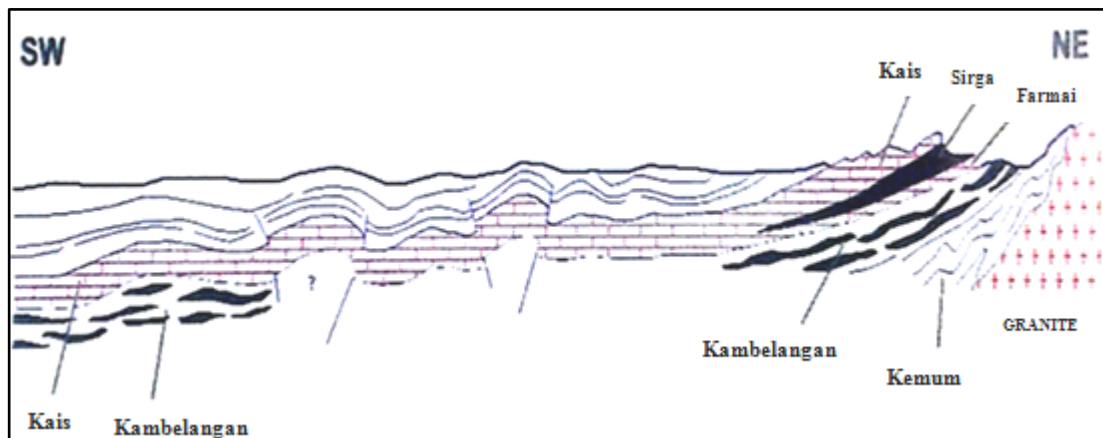
Batuan reservoir Pra-Tersier adalah batupasir Formasi Tipuma (yang diendapkan pada lingkungan pantai-delta), dan batupasir gampingan Formasi Kombelangan bagian atas. Batuan reservoir Tersier terdapat batupasir Formasi Waripi dan batugamping Formasi Kais. Batuan yang berperan sebagai reservoir pada cekungan ini merupakan batuan yang memiliki porositas dan permeabilitas yang baik.

### 2.5.3 Batuan Tudung

Batuan tudung pada batuan Pra-Tersier terbentuk dari serpih abu-abu yang menutupi batupasir Formasi Tipuma sedangkan batuan tudung yang terbentuk pada batuan Tersier adalah batulempung (Formasi Klasafet) yang menutupi batugamping terumbu Formasi Kais.

### 2.5.4 Migrasi dan Perangkap

Pembentukan Perangkap berjenis struktur terutama terbentuk oleh adanya sistem sesar bongkah yang terbentuk setelah fase break-up. Perangkap stratigrafi Tersier berupa batulempung Formasi Klasafet yang menutupi batugamping terumbu (Formasi Kais dan Formasi Sekau).



**Gambar 4.** *Petroleum System* Cekungan Bintuni, Papua Barat (Lemigas, 2009)

### III. TEORI DASAR

#### 3.1 *Petroleum System*

Dalam petroleum system, hal-hal yang perlu diperhatikan diantaranya yaitu batuan sumber (*source rocks*), pematangan (*maturasi*), reservoir, migrasi, *timing*, perangkap (*trap*) dan batuan penyekat (*sealing rock*).

- a. *Source rocks* adalah endapan sedimen yang mengandung bahan-bahan organik yang dapat menghasilkan minyak dan gas bumi ketika endapan tersebut tertimbun dan terpanaskan.
- b. Maturasi adalah proses perubahan secara biologi, fisika, dan kimia dari kerogen menjadi minyak dan gas bumi. Proses maturasi berawal sejak endapan sedimen yang kaya bahan organik terendapkan. Pada tahapan ini, terjadi reaksi pada temperatur rendah yang melibatkan bakteri *anaerobic* yang mereduksi oksigen, nitrogen dan belerang sehingga menghasilkan konsentrasi hidrokarbon.
- c. Reservoir adalah batuan yang mampu menyimpan dan mengalirkan hidrokarbon. Dengan kata lain batuan tersebut harus memiliki porositas dan permeabilitas. Jenis reservoir umumnya batu pasir dan batuan karbonat dengan porositas 15-30% (baik porositas primer maupun sekunder) serta permeabilitas minimum sekitar 1 mD (mili Darcy) untuk

- untuk gas dan 10 mD untuk minyak ringan (*light oil*).
- d. Migrasi adalah proses transportasi minyak dan gas dari batuan sumber menuju reservoir. Proses migrasi berawal dari migrasi primer (*primary migration*), yakni transportasi dari source rock ke reservoir secara langsung. Lalu diikuti oleh migrasi sekunder (*secondary migration*), yakni migrasi dalam batuan reservoir nya itu sendiri (dari reservoir bagian dalam ke reservoir bagian dangkal).
  - e. *Timing* adalah waktu pengisian minyak dan gas bumi pada sebuah perangkap merupakan hal yang sangat penting. Karena kita menginginkan agar perangkap tersebut terbentuk sebelum migrasi. Jika tidak, maka hidrokarbon telah terlanjur lewat sebelum perangkap tersebut terbentuk.
  - f. *Trap* merupakan perangkap hidrokarbon, dimana perangkap ini terdiri dari perangkap stratigrafi, perangkap struktur dan kombinasi dari keduanya.
  - g. *Seal* adalah system batuan penyekat yang bersifat tidak permeable seperti batulempung/*mudstone*, *anhydrite* dan garam (Abdullah, 2012).

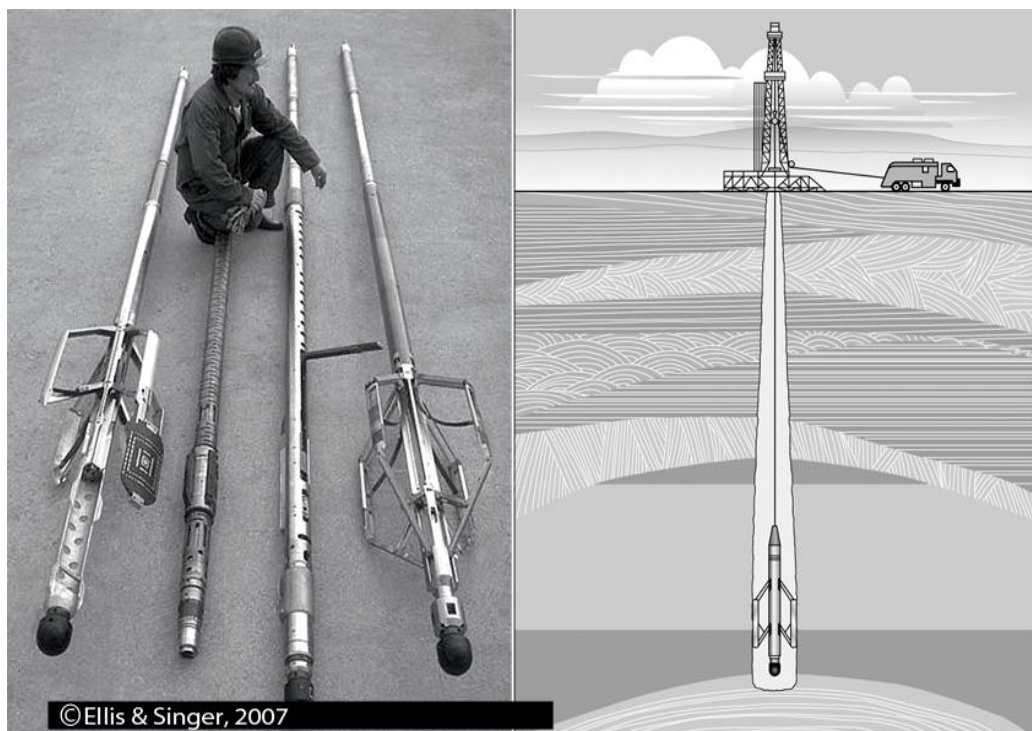
### **3.2 Well Logging**

*Well logging* merupakan suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan kedalam lubang sumur untuk evaluasi formasi dan identifikasi ciri-ciri batuan di bawah permukaan (Schlumberger, 1989). *Wireline logging* adalah kegiatan *logging* menggunakan kabel untuk memperoleh informasi mengenai parameter petrofisik dari batuan

formasi seperti porositas, permeabilitas, resistivitas dan karakteristik fluida dalam formasi tersebut (Dewanto, 2009).

Kata *logging* berasal dari kata “*log*” dari Bahasa Inggris yang berarti catatan atau rekaman. 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 dan Surjono, 2002).

Pada prinsipnya alat di masukkan kedalam sumur dan dicatat sifat fisik pada daerah di kedalaman tertentu. Pencatatan dilakukan dengan kedalaman, waktu dan jarak kemudian di plot kedalam suatu log yang mempunyai skala tertentu dan direkam dalam bentuk digital (Harsono,1997). Berikut merupakan ilustrasi dari pengukuran well logging.



**Gambar 5.** Ilustrasi *Logging* pada sumur eksplorasi (Ellis dan Singer, 2007)



### 3.3 Jenis-Jenis Logging

Berdasarkan kemampuan, kegunaan dan prinsip kerja maka jenis logging ini dibagi menjadi log listrik, log radioaktif dan log caliper.

#### 3.3.1 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 resistivitas 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. Untuk formasi *clean sand* yang mengandung air garam, tahanan formasinya dapat dinyatakan dengan suatu faktor tahanan formasi ( $F$ ) (Russel, 1951) yang dinyatakan dengan persamaan :

$$R_o = F \times R_w \quad (1)$$

dimana :

$F$  = faktor formasi

$R_o$  = tahanan formasi dengan saturasi air 100%

$R_w$  = tahanan air garam (air formasi)

##### 3.3.1.1 Log SP (*Spontaneous Potential Log*)

Log SP adalah rekaman perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan dengan elektroda yang terdapat di lubang bor yang bergerak naik-

turun. Supaya SP dapat berfungsi maka lubang harus diisi oleh lumpur konduktif.

SP digunakan untuk :

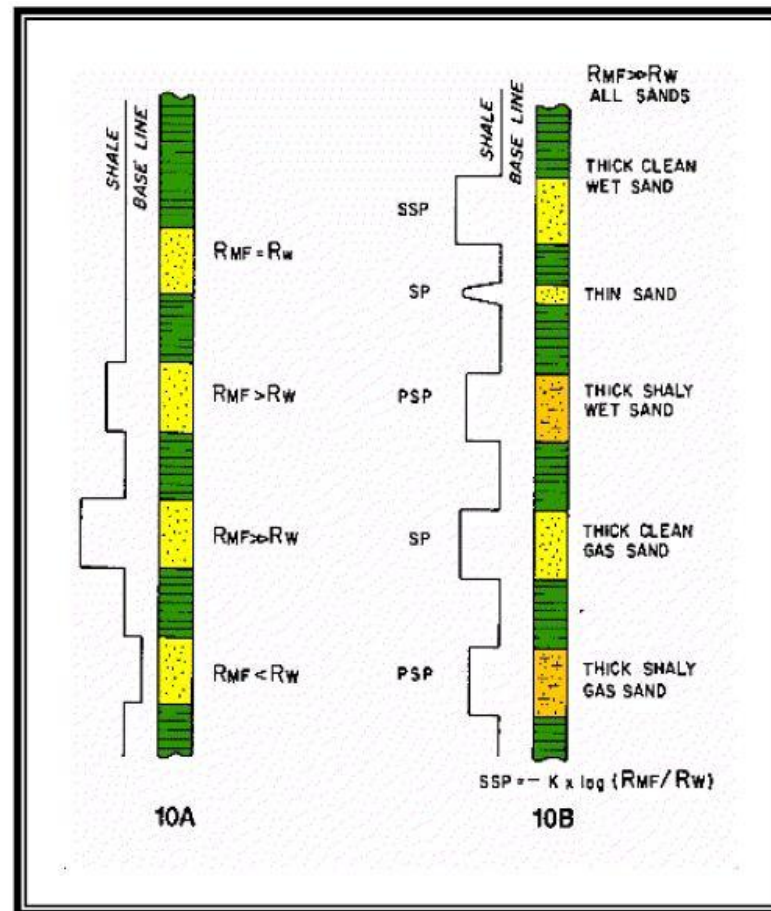
1. Identifikasi lapisan permeabel dan lapisan impermeabel.
2. Mencari batas-batas lapisan permeable dan korelasi antar sumur berdasarkan lapisan itu.
3. Menentukan nilai resistivitas air formasi ( $R_w$ ).
4. Memberikan indikasi kualitatif lapisan serpih.

Pada lapisan serpih, kurva SP umumnya berupa garis lurus yang disebut garis dasar serpih, sedangkan pada formasi permeabel kurva SP menyimpang dari garis dasar serpih dan mencapai garis konstan pada lapisan permeabel yang cukup tebal yaitu garis pasir. Penyimpangan SP dapat ke kiri atau ke kanan tergantung pada kadar garam air formasi dan filtrasi lumpur (Rider, 2002).

Pada formasi lunak, SP memberikan perbedaan yang lebih kontras antara serpih dan pasir daripada *gamma ray*. Sebaliknya pada formasi karbonat yang keras perubahan SP sangat kecil, sehingga tidak dapat membedakan formasi yang permeabel dari yang tak permeabel. Dalam kondisi ini log *gamma ray* adalah cara terbaik, karena memberikan resolusi lapisan yang baik. Skala SP adalah dalam milivolt, tidak ada harga mutlak yang sama dengan nol karena hanya perubahan potensial yang dicatat.

Log SP hanya dapat menunjukkan lapisan permeabel, namun tidak dapat mengukur harga absolut dari permeabilitas maupun porositas dari suatu formasi. Log SP sangat dipengaruhi oleh beberapa parameter seperti resistivitas formasi, air lumpur pemboran, ketebalan formasi dan parameterlainnya. Sehingga jika salinitas komposisi dalam lapisan lebih besar dari salinitas lumpur maka

kurva SP akan berkembang negatif, dan jika salinitas komposisi dalam lapisan lebih kecil dari salinitas lumpur maka kurva SP akan berkembang positif. Dan apabila salinitas komposisi dalam lapisan samadengan salinitas lumpur maka defleksi kurva SP akan menunjukkan garis lurus sebagaimana pada *shale* (Asquith, 1976).

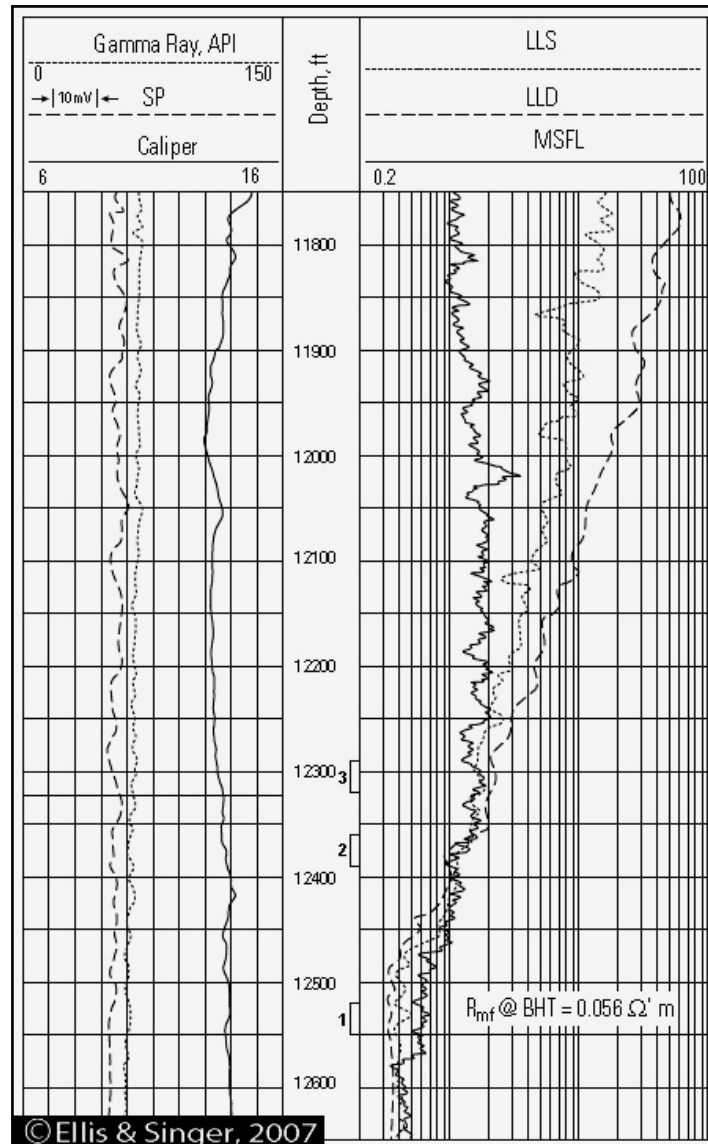


**Gambar 6.** Karakteristik Log SP (Asquith, 1976)

### 3.3.1.2 Log Tahanan Jenis (Resistivitas Log)

Log resistivitas merupakan log elektrik yang digunakan untuk mengetahui indikasi adanya zona yang mengandung air ataupun hidrokarbon, zona permeabel dan zona berpori. Standar log resistivitas seperti lateralog dan *induction* log menggunakan gelombang elektromagnetik dengan frekuensi sekitar

35 sampai 20000 Hz. Pada reservoir, nilai konduktifitas dipengaruhi oleh salinitas dan distribusi dari air formasi yang dikontrol oleh tipe porositas dan *wettability* dari formasi (Harsono, 1997).



**Gambar 7.** Penampang Log Resistivitas (Ellis dan Singer, 2007)

Nilai resistivitas rendah apabila batuan mudah untuk mengalirkan arus listrik, sedangkan nilai resistivitas tinggi apabila batuan sulit untuk mengalirkan arus listrik. Alat-alat yang digunakan untuk mencari nilai resistivitas ( $R_t$ ) terdiri dari dua kelompok yaitu Lateral Log dan Induksi. Lateral Log meliputi *Induction*

*Log Deep* (ILD), *Induction Log Shallow* (ILS), *Micro Spherically Focused* (MFS). Mengacu dari adanya perbedaan zona di sekitar dinding lubang pemboran, zona terinvasi dapat terindikasi dari rekaman log MSFL atau SFL. Sedangkan untuk zona transisi dapat terindikasi dari rekaman log LLS atau ILM. Untuk zona jauh dapat terbaca dari log LLD atau ILD. (Harsono, 1997).

### **3.3.2 Log Radioaktif**

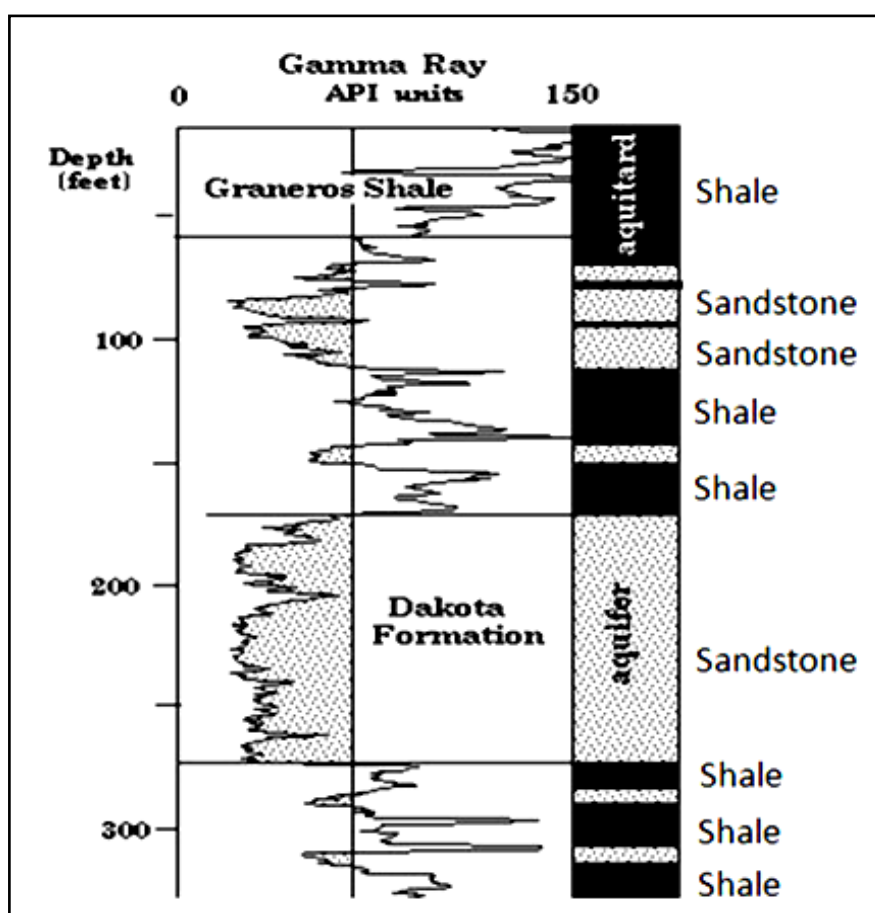
Log radioaktif dapat digunakan pada sumur yang dicasing (*cased hole*) maupun yang tidak dicasing (*open hole*). Keuntungan dari log radioaktif ini dibandingkan dengan log listrik adalah tidak banyak dipengaruhi oleh keadaan lubang bor dan jenis lumpur. Dari tujuan pengukuran, log radioaktif dibedakan menjadi log pengukur lithologi yaitu *gamma ray* dan log *sonic*, log pengukur porositas seperti neutron log dan density log. Hasil pengukuran log porositas dapat digunakan pula untuk mengidentifikasi lithologi dengan hasil yang memadai.

#### **3.3.2.1 Log *Gamma ray***

Prinsip pengukuran log ini adalah dengan mendeteksi pancaran radioaktif yang dipancarkan oleh formasi batuan. Beberapa unsur yang ditangkap adalah Thorium (Th), Pottasium (K) dan Uranium (U). Jika batuan banyak memancarkan ketiga unsur tersebut (atau salah satunya) maka nilai log *gamma ray* akan tinggi seperti pada lempung/serpih, log *gamma ray* tinggi karena banyak mengandung pottasium.

Sinar *gamma* sangat efektif dalam membedakan lapisan permeabel dan yang tak permeabel karena unsur-unsur radioaktif cenderung berpusat di dalam serpih yang tak permeabel, dan tidak banyak terdapat dalam batuan karbonat atau pasir secara umum adalah permeabel.

Setiap nilai *gamma* yang terdeteksi akan menimbulkan pulsa listrik pada detektor. Parameter yang direkam adalah jumlah dari pulsa yang tercatat per satuan waktu (Harsono, 1997).



**Gambar 8.** Interpretasi lapisan batuan dengan log *gamma ray* (Abdullah, 2009).

Secara khusus log *gamma ray* berguna untuk mengetahui lapisan permeabel dan impermeabel, dapat juga data dari log *gamma ray* dibandingkan dengan data didapat dari Log SP. Log *gamma ray* dinyatakan dalam satuan API (*American Petroleum Institute*), dengan nilai berkisar antara 0 sampai dengan 150.

Nilai ini menunjukkan banyaknya suatu unsur radioaktif yang terkandung dari suatu lapisan. Berikut merupakan tabel dari respon litologi perlapisan batuan.

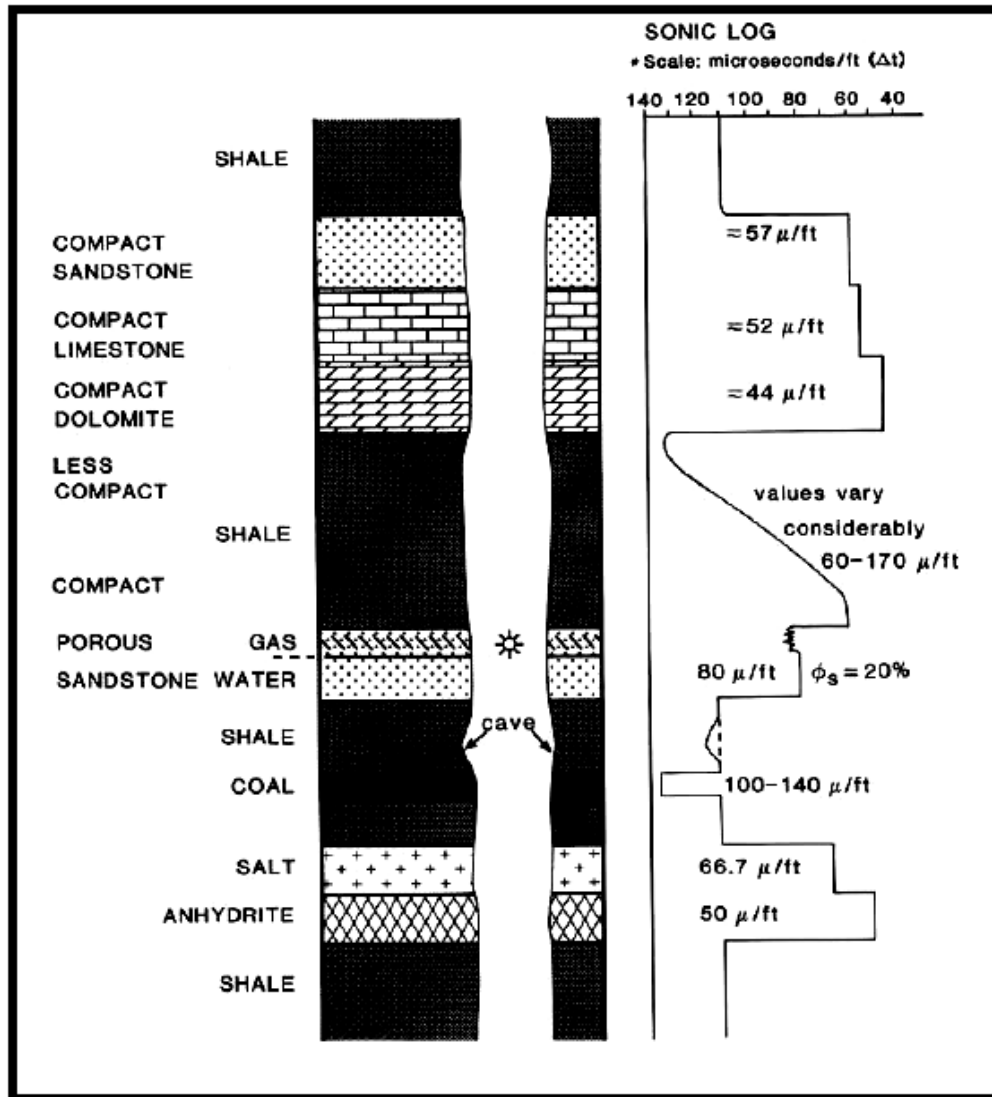
**Tabel 1.** Respon litologi perlapisan batuan (Haryono, 2010)

<b>Radioaktif Sangat Rendah (0-32.5 API)</b>	<b>Radioaktif Rendah (32.5-60 API)</b>	<b>Radioaktif Menengah (60-100 API)</b>	<b>Radioaktif Sangat Tinggi (&gt;100 API)</b>
Anhidrit	Batu Pasir	Arkose	Batuan Serpih
Salt	Batu Gamping	Batuan Granit	Abu Vulkanik
Batubara	Dolomit	Lempungan	Bentonit
		Pasiran	
		Gamping	

### 3.3.2.2 Log *Sonic*

Log *sonic* pada prinsipnya mengukur waktu rambatan gelombang suara melalui formasi pada jarak tertentu, sehingga memerlukan pemancar dan penerima yang dipisahkan dalam jarak tertentu. Waktu yang dibutuhkan tersebut biasanya disebut “*Interval Transit Time*” ( $\Delta t$ ). Dimana  $\Delta t$  berbanding terbalik dengan kecepatan gelombang suara dan tergantung pada jenis litologi, porositas dan kandungan porinya.

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).



Gambar 9. Respon Log Sonic (Rider, 2002)

### 3.3.2.3 Log Neutron

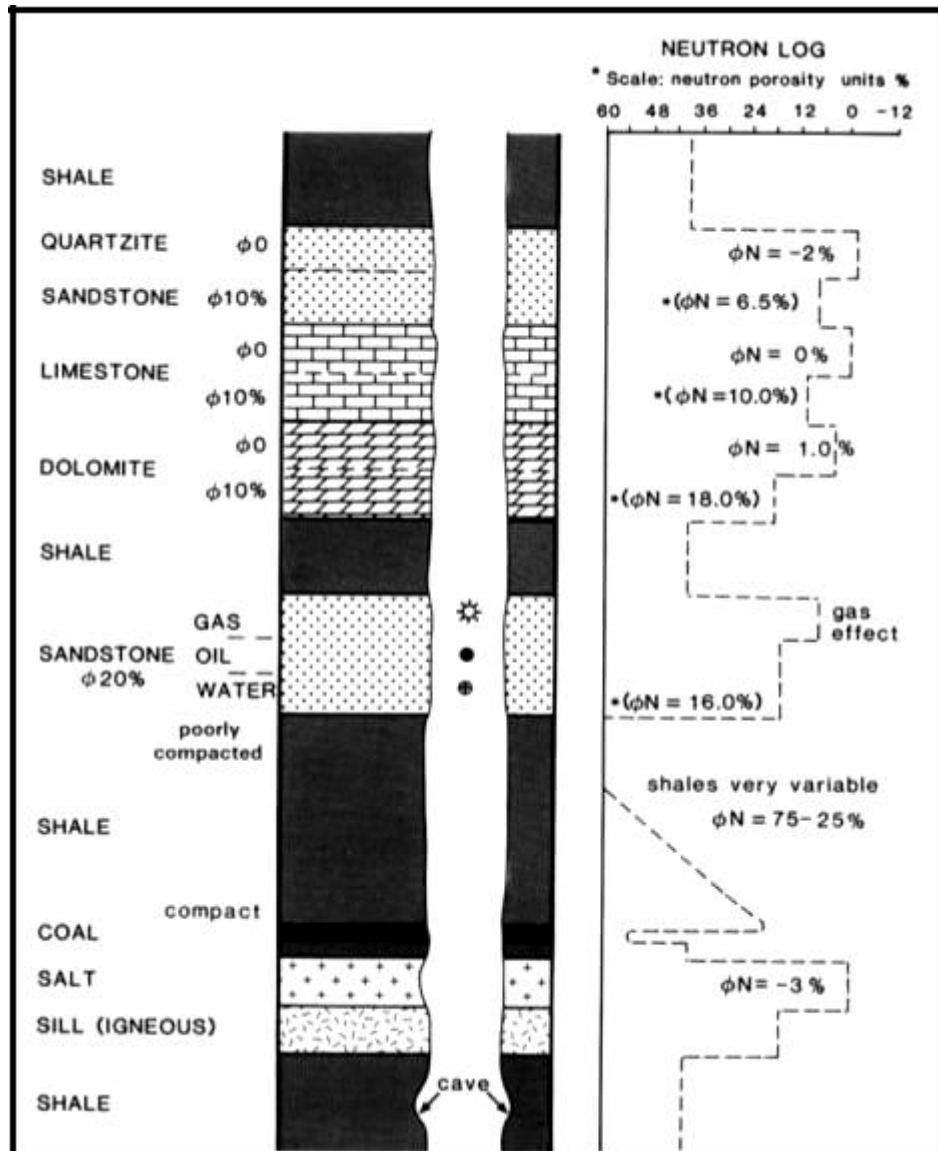
Log neutron menggunakan alat yang disebut dengan alat neutron terkompensasi (*Compensated Neutron Tool*) atau disingkat CNT. Alat ini biasanya dikombinasikan dengan Log densitas dan *gamma ray*, karena ketiga alat tersebut adalah alat nuklir dengan kecepatan logging yang sama dan kombinasi neutron-densitas akan memberikan evaluasi litologi pintas dan indikator gas yang ampuh. Fungsi dari log neutron adalah untuk menggambarkan formasi sarang



(*porous*) dan untuk menentukan porositasnya. Log ini memberikan data yang berguna untuk menghitung jumlah hidrogen yang ada dalam formasi.

Mekanisme kerja dari log ini adalah dengan pemancaran neutron yang berenergi tinggi dari sumber radioaktif yang dipasang pada alat. Jika tumbukan akan kehilangan energi tergantung pada inti material formasi. Energi neutron yang hilang tergantung pada jenis energi yang ditumbuk.

Zona gas sering diidentifikasi dengan menggabung log neutron dan log densitas. Penggabungan log neutron dan log densitas selain sangat baik untuk penentuan harga porositas, mengidentifikasi litologi dan untuk mengevaluasi kandungan serpih. Ketika rongga batuan diisi gas pembacaan log neutron akan lebih rendah dibanding bila rongga diisi oleh minyak atau air. Hal ini terjadi karena kandungan hidrogen pada gas jauh lebih rendah dibandingkan kandungan hidrogen pada minyak maupun air.



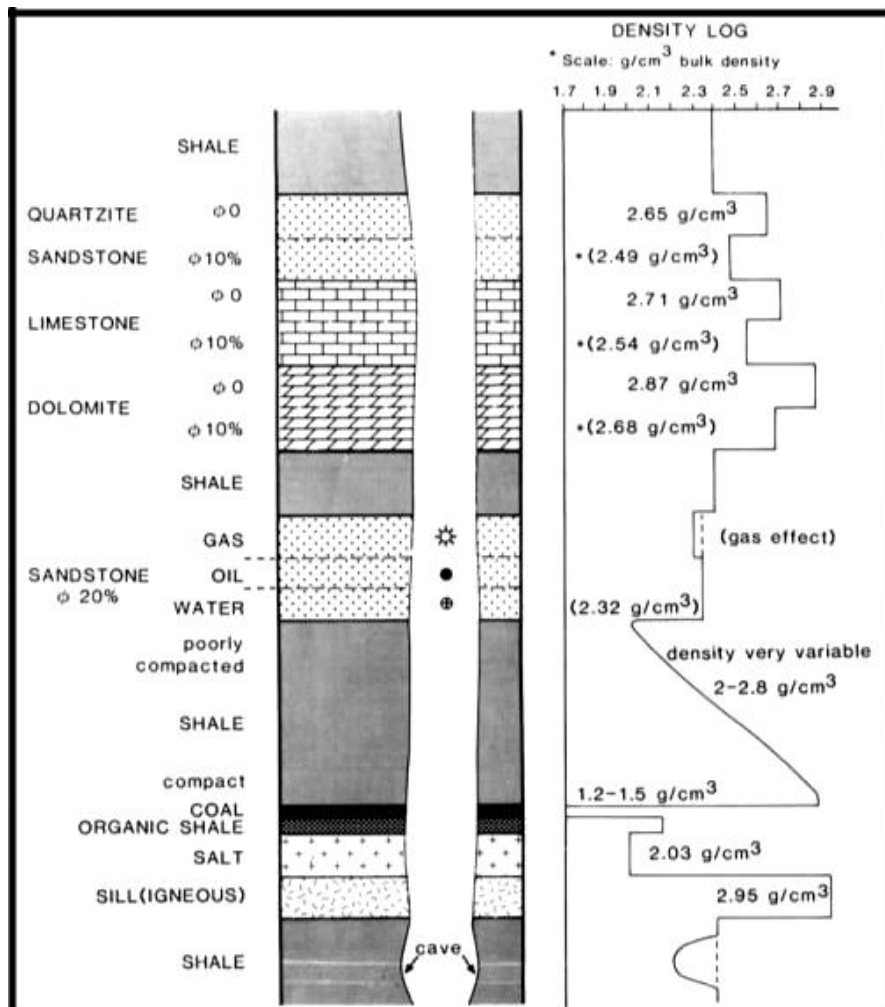
Gambar 10. Respon Log Neutron (Rider, 2002)

### 3.3.2.4 Log Densitas

Log densitas merupakan suatu tipe log porositas yang mengukur densitas elektron suatu formasi. Prinsip pencatatan dari log densitas adalah suatu sumber radioaktif yang dimasukkan kedalam lubang bor mengemisikan sinar gamma ke dalam formasi. Pada formasi tersebut sinar akan bertabrakan dengan elektron dari formasi. Pada setiap tabrakan sinar gamma akan berkurang energinya. Sinar gamma yang berhamburan dan mencapai detektor pada suatu jarak tertentu dari

sumber terhitung sebagai indikasi densitas formasi. Karena itulah log densitas dapat mendeterminasi densitas. Elektron formasi dihubungkan dengan densitas *bulk* sesungguhnya dalam gr/cc. Harga densitas matrik batuan, porositas, dan densitas fluida terisi formasi.

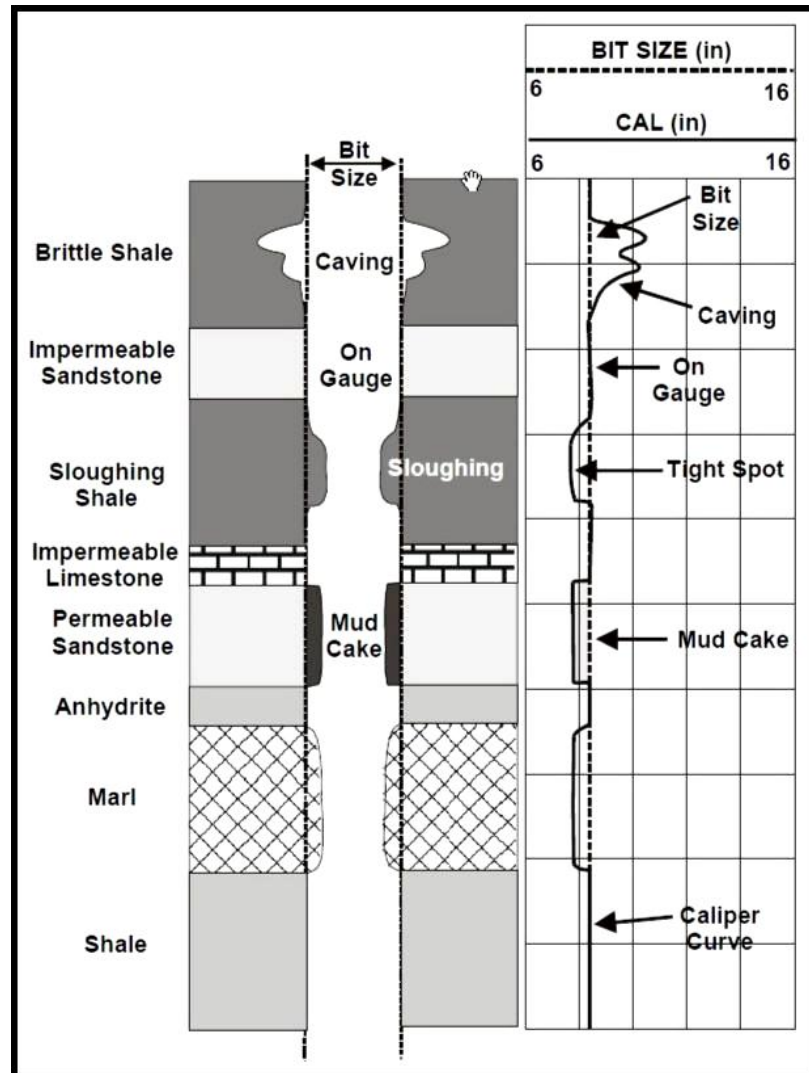
Secara kuantitatif log densitas digunakan untuk mengukur porositas (*porosity*) dan secara tidak langsung mengukur densitas hidrokarbon (HC). Secara kualitatif log ini digunakan untuk menentukan litologi dan jenis mineral tertentu, log ini juga bisa digunakan untuk mengidentifikasi *fracture* pada formasi (Rider, 2002).



Gambar 11. Respon Log Densitas (Rider, 2002)

### 3.4 *Caliper Log*

Log ini merupakan log penunjang, keterangan log ini digunakan untuk mengetahui perubahan diameter dari lubang bor yang bervariasi akibat adanya berbagai jenis batuan yang ditembus mata bor. Tipikal respon caliper untuk berbagai litologi dapat dilihat pada Gambar 12. Pada lapisan *shale* atau *clay* yang permeabilitasnya hampir mendekati nol, tidak terjadi kerak lumpur sehingga terjadi keruntuhan dinding sumur bor (*washed out*) sehingga dinding sumur bor mengalami perbesaran diameter. Sedangkan pada lapisan permeabel terjadi pengecilan lubang sumur bor karena terjadi endapan lumpur pada dindingnya yang disebut kerak lumpur (*mud cake*). Sedangkan pada lapisan yang impermeabel diameter lubang bor akan bertambah besar karena ada dinding yang runtuh. Pada dinding sumur yang tidak mengalami proses penebalan dinding sumur, diameter lubang bor akan tetap. Log ini berguna untuk mencari ada atau tidaknya lapisan permeabel (Rider, 2002).



**Gambar 12.** Respon Log Caliper (Rider, 2002)

### 3.5 Interpretasi Logging

Lapisan prospek dapat teridentifikasi dengan melakukan interpretasi logging. Interpretasi logging ini dibagi menjadi interpretasi kualitatif dan interpretasi kuantitatif. Interpretasi kualitatif dilakukan untuk mengidentifikasi lapisan porous permeabel dan ada tidaknya fluida. Sedangkan interpretasi kuantitatif dilakukan untuk menentukan harga parameter petrofisika batuan seperti kandungan lempung, porositas batuan, resistivitas fluida saturasi air dan permeabilitas batuan.

### 3.5.1 Interpretasi Kualitatif

Setelah melakukan logging maka selanjutnya dilakukanlah interpretasi terhadap data pengukuran secara kualitatif guna memperkirakan kemungkinan adanya lapisan poros permeabel dan ada tidaknya fluida. Tujuan dari interpretasi kualitatif ini adalah untuk mengidentifikasi litologi dan fluida hidrokarbon yang meliputi identifikasi lapisan poros permeabel, ketebalan dan batas lapisan serta kandungan fluidanya.

Penentuan jenis batuan atau mineral didasarkan pada plot data seperti log porositas, seperti plot pada log density–neutron dan log sonic–neutron. Sedangkan lapisan berpori dapat ditentukan berdasarkan pengamatan terhadap data log SP, log resistivity, dan log *gamma ray*. Penentuan jenis litologi ditentukan berdasarkan defleksi kurva SP, GR dan resistivitas serta konduktivitasnya. Log *gamma ray* secara baik mampu memisahkan lapisan *shale* dan *non-shale*. Ini disebabkan karena unsur-unsur radioaktif banyak terendapkan dalam lapisan *shale*.

Log resistivitas mampu memisahkan litologi umum, seperti lempung yang memiliki nilai resistivitas rendah, gamping yang memiliki nilai resistivitas tinggi, dan mineral batubara yang memiliki nilai resistivitas sangat tinggi. Nilai resistivitas sebagian besar dipengaruhi oleh fluida pengisi ruang pori batuan sehingga untuk jenis kandungan fluida dapat diidentifikasi berdasarkan nilai dari log resistivitas.

Pemisahan log densitas-neutron merupakan salah satu cara terbaik untuk menentukan litologi. Hal ini dapat dicapai jika skala pembacaan log densitas dan neutron sesuai. Umumnya skala yang digunakan 1,7-2,7 gr/cm<sup>3</sup> untuk log densitas

dan 0-60 pu untuk log neutron. Ketika kedua log berhimpit maka zona tersebut diidentifikasi sebagai formasi gamping. Ketika terjadi pemisahan positif yang cukup besar maka zona tersebut merupakan formasi gamping. Dan ketika terjadi pemisahan negatif, maka zona tersebut merupakan zona formasi batuan pasir.

### 3.5.2 Interpretasi Kuantitatif

Dalam analisa logging, interpretasi kuantitatif dimaksudkan untuk mengetahui harga parameter petrofisika batuan seperti kandungan lempung, porositas batuan, resistivitas fluida, saturasi air dan permeabilitas batuan.

#### 3.5.2.1 Penentuan Resistivity Air Formasi ( $R_w$ )

Tahanan jenis air formasi ( $R_w$ ) merupakan parameter penting dalam menentukan harga saturasi air ( $S_w$ ) batuan selama menggunakan log listrik. Dalam tugas akhir ini, nilai  $R_w$  ditentukan dengan menggunakan metode Pickett Plot. Metode Pickett Plot merupakan hubungan antara nilai porositas dengan nilai resistivitas. Hubungan ini didapat dari persamaan berikut:

$$F = \phi^{-m} \quad (2)$$

$$R_o = R_w F \quad (3)$$

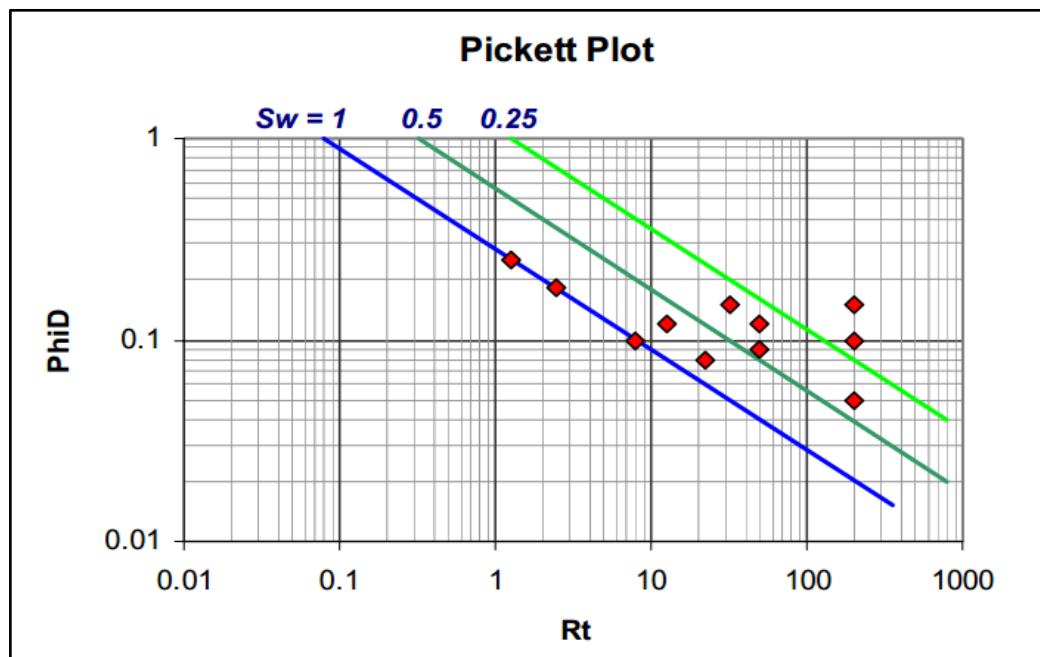
$$R_t = R_o S_w^{-n} \quad (4)$$

Dari ketiga persamaan tersebut, maka didapatkan persamaan berikut:

$$\log R_t = -m \log \phi + \log R_w - n \log S_w \quad (5)$$

Ketika suatu interval mempunyai litologi yang sama (m dan n sama), dan nilai  $R_w$  konstan, maka sebuah gambar silang antara nilai porositas dan nilai resistivitas dari zona tersebut akan menghasilkan sejumlah garis trend linear yang

paralel. Masing-masing garis ini menunjukkan nilai kejenuhan air ( $S_w$ ). Garis paling bawah menggambarkan nilai  $S_w$  tertinggi (100%) dan garis tersebut disebut garis trend air. Kemiringan dari garis-garis trend paralel ini menunjukkan nilai  $-1/m$ . Pada garis trend air ( $S_w = 100\%$ ), garis ini akan memotong nilai porositas 1 (100%), dimana pembacaan nilai resistivitas pada titik potong tersebut menunjukkan nilai resistivitas air ( $R_w$ ).



**Gambar 13.** Contoh Pickett Plot (Krygowsky, 2012)

### 3.5.2.2 Penentuan Kandungan Shale ( $V_{shale}$ )

*Volume of shale* atau yang dikenal sebagai  $V_{shale}$  merupakan persentasi atau desimal fraction dari *shale* pada sebuah volume batuan. *Shale* bersifat radioaktif sehingga bisa digunakan *log gamma ray* untuk menghitung  $V_{shale}$  pada reservoir. *Shale* memberikan pembacaan *log* porositas yang tidak sesuai dengan keadaan sebenarnya. Porositas akan selalu dibaca terlalu tinggi, kecuali pada *log density* yang tidak akan membaca porositas terlalu tinggi bila densitas *shale* (atau



*clay*) sama atau lebih besar dari densitas matriks. Apabila mengetahui jumlah *shale* di dalam suatu batuan maka interpretasi *log* untuk jenis batuan tersebut akan lebih teliti.

*Clay* adalah komponen utama dari *shale*, terdiri dari partikel-partikel sangat kecil dengan luas permukaan yang sangat luas, dan akibatnya dapat mengikat air formasi dalam jumlah banyak dipermukaannya. Untuk pasir, air ini berpengaruh pada konduktivitas elektrik tetapi tidak berpengaruh pada konduktivitas hidroliknya. Air yang terikat itu tidak dapat didorong oleh hidrokarbon dan tidak dapat mengalir. Beberapa fungsi  $V_{shale}$  untuk kebutuhan *subsurface* G&G:

1. *Net to Gross* atau penentuan *Sand Non Sand* berdasarkan *cut-off*  $V_{shale}$
2.  $V_{shale}$  merupakan salah satu data berperan untuk menghitung nilai porositas.
3. Populasi *reservoir properties* pada Earth Model umumnya berawal dari  $V_{shale}$ .

Perhitungan  $V_{shale}$  dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan sebagai berikut.

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (5)$$

Dengan:

$IGR$  = indeks *shale gamma ray* %

$GR_{log}$  = respon log *gamma ray* pada lapisan

$GR_{min}$  = respon log pada zona yang bebas *shale* ( $GR_{clean}$ )

$GR_{max}$  = respon log di zona *shale* ( $GR_{sh}$ )

Dimana  $GR_{log}$  adalah *gamma ray* yang sudah dinormalisasi dengan menggunakan satu nilai mean dan standar deviasi dari sebuah lapangan. Setiap pengukuran *gamma ray* pada reservoir dapat menghasilkan nilai dan range nilai yang berbeda-beda karena perbedaan kondisi lubang bor dan alat dari masing-masing *service company*. Sehingga butuh sebuah *well* yang menjadi referensi pada suatu lapangan.  $GR_{clean}$  adalah nilai *gamma ray* dari *clean sand* sedangkan  $GR_{sh}$  adalah nilai *gamma ray* dari *shale*. Satuan *gamma ray* adalah API. Dari perumusan indeks *gamma ray*, maka  $V_{shale}$  dapat ditentukan dengan beberapa rumus (Rider, 2002), yaitu:

1. Linear

$$V_{sh} = IGR \quad (6)$$

2. Larionov (1969) for Tertiary rocks:

$$V_{sh} = 0,083 \times (2^{3,7 \times IGR} - 1) \quad (7)$$

3. Larionov (1969) for older rock:

$$V_{sh} = 0,33 \times (2^{2 \times IGR} - 1) \quad (8)$$

4. Steiber (1970):

$$V_{sh} = \frac{IGR}{3 - 2 \times IGR} \quad (9)$$

5. Clavier (1971):

$$V_{sh} = 1,7 - [(3,38 - (IGR + 0.7)^2)^{1/2}] \quad (10)$$

Dalam penelitian tugas akhir ini perhitungan volume *shale* menggunakan persamaan 9 karena batuan reservoir merupakan batuan yang berkembang pada masa pra-tercier.

### 3.5.2.3 Penentuan Porositas

Porositas adalah perbandingan antara volume ruang yang kosong (pori-pori) terhadap volume total batuan (Satiawati, dkk, 2015). 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. 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. Porositas sekunder adalah porositas yang terjadi setelah proses pengendapan batuan (batuan sedimen terbentuk), antara lain akibat aksi pelarutan air tanah atau akibat rekahan.

Porositas batuan reservoir dapat diklasifikasikan menjadi dua, yaitu porositas absolut dan porositas efektif. Porositas absolut adalah perbandingan antara volume pori total terhadap volume batuan total yang dinyatakan dalam persen (Loversen, 1954). Porositas efektif adalah perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan terhadap volume batuan total (*bulk volume*) yang dinyatakan dalam persen (Labo, 1987).

Ada beberapa alat untuk menentukan porositas yaitu log neutron, log densitas (semua formasi, tapi pada prinsipnya bekerja pada batuan yang kurang kompak dan batuan *shaly*), dan log *sonic* (dalam batuan keras dan consolidated atau kompak).

**a. Porositas Densitas ( $\phi_D$ )**

Dalam menentukan porositas batuan dipengaruhi oleh lithologi kandungan fluida batuan. Porositas dari log densitas dinotasikan dengan ( $\phi_D$ ) yang mempunyai harga sesuai dengan persamaan berikut.

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (11)$$

Koreksi porositas densitas ( $\phi_{DC}$ )

$$\phi_{DC} = \phi_D - (\phi_{Dsh} \times Vsh) \quad (12)$$

Dimana:

$\phi_D$  = porositas densitas

$\rho_{ma}$  = densitas matrik batuan, ( $\text{g/cm}^3$ )

$\rho_b$  = densitas bulk yang dibaca pada kurva log RHOB, ( $\text{g/cm}^3$ )

$\rho_f$  = densitas fluida (air), ( $\text{g/cm}^3$ )

$\phi_{DC}$  = porositas densitas terkoreksi

$\phi_{Dsh}$  = porositas densitas *shale*

$Vsh$  = volume *shale* dari nilai  $Vsh$  minimal

Berikut merupakan tabel nilai densitas matriks berbagai jenis litologi.

Nilai ini konstan untuk digunakan dalam persamaan porositas densitas.

**Tabel 2.** Nilai densitas matrik dari berbagai litologi (Schlumberger, 1972).

Litologi/mineral	$\rho_{ma}$ ( $\text{g/cm}^3$ )
Batupasir	2.648
Batugamping	2.710
Dolomit	2.876
Anhidrit	2.977
Garam	2.032

**b. Log Neutron ( $\phi_N$ )**

Log neutron merupakan log porositas yang mengukur konsentrasi ion hidrogen pada formasi. Ketika pori terisi dengan gas bukan minyak atau air, maka nilai porositas neutron akan rendah. Hal ini terjadi karena konsentrasi hidrogen pada gas lebih sedikit daripada minyak maupun air. Nilai porositas neutron rendah yang disebabkan karena gas ini disebut *gas effect*. Nilai porositas yang dapat ditentukan dari log neutron berupa porositas total dengan persamaan sebagai berikut.

Porositas total ( $\phi_{total}$ )

$$\phi_{total} = \frac{\phi_N + \phi_D}{2} \quad (13)$$

Koreksi porositas neutron ( $\phi_{NC}$ )

$$\phi_{NC} = \phi_N - (\phi_{Nsh} \times Vsh) \quad (14)$$

Dimana

$\phi_N$  = porositas neutron

$\phi_D$  = porositas densitas

$\phi_{NC}$  = porositas neutron terkoreksi

$\phi_{Nsh}$  = porositas neutron *shale*

$Vsh$  = volume *shale* dari nilai  $Vsh$  min

**c. Porositas Densitas-Neutron ( $\phi_e$ )**

Porositas efektif adalah perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan terhadap volume batuan total (*bulk volume*) yang dinyatakan dalam persen (Labo, 1987). Dapat ditentukan dengan persamaan berikut.

$$\phi_e = \sqrt{\frac{\phi_{NC}^2 + \phi_{DC}^2}{2}} \quad (15)$$

#### 3.5.2.4 Penentuan Saturasi Air ( $S_w$ )

Saturasi air merupakan fraksi atau persentase dari rongga pori batuan yang terisi oleh fluida (Dewanto, 2009). Parameter ini merupakan salah satu parameter penting untuk kelayakan sumur untuk diproduksi. Kejenuhan fluida yang berada dalam pori adalah rasio antara volume cairan dengan volume ruang pori. Sebagai contoh, kejenuhan air suatu batuan adalah 10%, hal ini berarti 1/10 dari ruang pori terisi dengan air, sedangkan sisanya terisi oleh sesuatu yang lain (misalnya minyak, gas, udara, dll) Pori batuan ini tidak bisa kosong. Data saturasi pada umumnya dilaporkan dalam satuan persen, meskipun ada sebagian kecil yang masih dalam bentuk persamaan (Crain, 2012).

Nilai saturasi air ( $S_w$ ) dari log resistivitas dalam formasi bersih (*cleansand*) dapat ditentukan berdasarkan persamaan Archie (Harsono, 1997).

$$S_w = \left( \frac{a}{\phi^m} \frac{R_w}{R_t} \right)^{1/n} \quad (16)$$

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. Metode Archie ini selain memiliki beberapa kelebihan tentu masih memiliki beberapa kekurangan diantaranya adalah bahwa metode ini tidak dapat menentukan nilai saturasi air dengan baik pada reservoir yang memiliki

kandungan *shale*. Selain itu, persamaan ini juga tidak menganggap bahwa *shale* yang berada pada suatu formasi dapat meningkatkan pengukuran konduktivitas, sehingga akan membuat nilai perhitungan menjadi kurang tepat (Dwiyono, 2014).

Dari persamaan Archie, diturunkan beberapa persamaan yang cocok digunakan dalam perhitungan saturasi air pada formasi *shalysand*, antara lain.

Persamaan Simandoux

$$S_w = \frac{C \cdot R_w}{\phi^2} \left[ \sqrt{\frac{5 \cdot \phi^2}{R_w \cdot R_t} + \left( \frac{V_{sh}^2}{R_{sh}^2} \right)} - \left( \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) \right] \quad (17)$$

Persamaan Indonesia

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left( \sqrt{\frac{\phi^m}{a \cdot R_w}} \right) + \frac{V_{sh}^{(1-0.5V_{sh})}}{\sqrt{R_{sh}}} \times S_w^{n/2} \quad (18)$$

Dimana:

$S_w$  = saturasi air dari zona *uninvaded* (metode Archie)

$\phi$  = porositas

$a$  = faktor *turtuosity*

$m$  = eksponen sementasi

$n$  = eksponen saturasi

$R_w$  = nilai resistivitas air formasi

$R_t$  = nilai resistivitas formasi, dibaca dari kurva resistivitas

$R_{sh}$  = resistivitas pada *shale*

$V_{sh}$  = volume *shale*

$C$  = nilai konduktivitas pada batupasir 0.4 pada batugamping 0.45

### 3.5.2.5 *Lumping*

Untuk proses deskripsi reservoir lebih lanjut, diperlukan suatu teknik deskripsi dari data log yang lebih sederhana. Teknik ini disebut lumping atau pembukalan. Yaitu nilai kumulatif parameter petrofisika yang terdapat pada sumur-sumur eksplorasi. Nilai kumulatif merupakan jumlah dari parameter tertentu pada setiap kedalaman cuplikan (*sampling*) dikalikan dengan nilai interval. Nilai interval tergantung pada nilai penggal yang digunakan. Dalam penelitian ini dilakukan nilai penggal (*cut-off*)  $S_w$ , kandungan lempung, dan porositas. Nilai penggal ini berfungsi menghilangkan bagian sumur yang dianggap tidak produktif sehingga didapatkan zona reservoir dan zona *net-pay* .



## IV. METODOLOGI PENELITIAN

### 4.1 Waktu dan Tempat

Penelitian tugas akhir ini dilaksanakan di Laboratorium Teknik Geofisika Universitas Lampung. Sejak Februari 2017 sampai Mei 2017.

### 4.2 Alat dan Bahan

Adapun alat dan bahan yang digunakan dalam penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. PC (*personal computer*)
2. Data Log

**Tabel 3.** Data Log pada sumur penelitian

Well	Caliper	GR	SP	NPHI	RHOB	LLD
H2	√	√	√	√	√	√
H4	√	√	√	√	√	√
H5	√	√	√	√	√	√
H6	√	√	√	√	√	√

## 3. Data Core

**Tabel 4.** Data Core pada sumur penelitian

Well	CPOR	CPermLiq	CPermAir	Rw
H2	√	√	√	-
H4	√	√	√	-
H5	√	√	√	√
H6	√	√	√	√

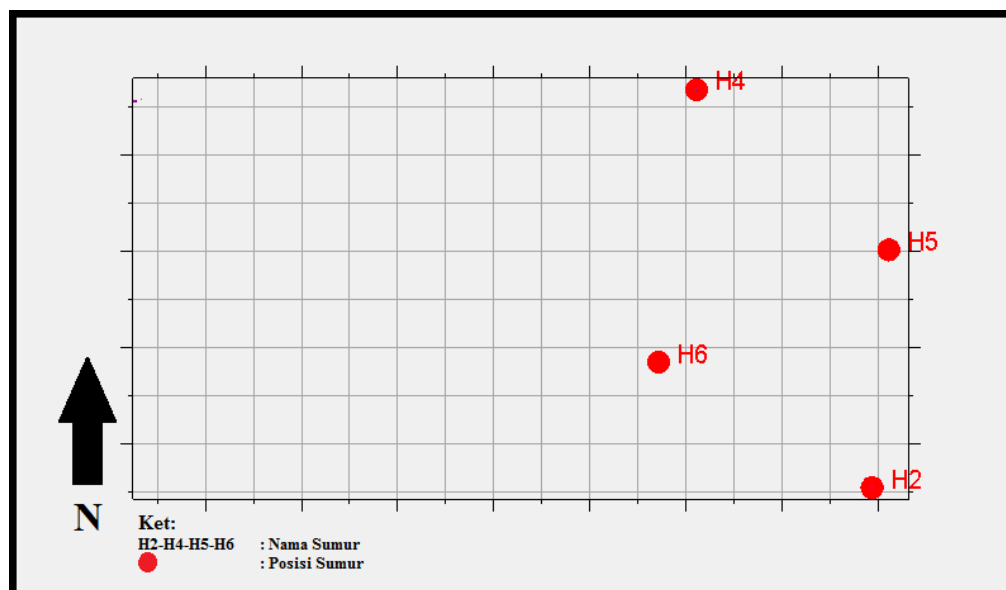
4. Data Pendukung (*facies zone* dan *mud properties*)

## 5. Software Interactive Petrophysics v3.5

## 6. Software Geosoft

## 7. Microsoft Office

## 8. Peta geologi, stratigrafi regional daerah penelitian dan peta lokasi penelitian.

**Gambar 14.** Peta persebaran sumur penelitian pada lapangan HLP

Pada **gambar 14**, ditunjukkan titik lokasi titik sumur penelitian. Jarak antar sumur H2 ke sumur H5 adalah 5.3 km, jarak sumur H5 ke sumur H4 adalah 5.5

km, jarak antar sumur H4 ke sumur H6 adalah 5.8 km, jarak antar sumur H6 ke sumur H2 adalah 5.3 km.

### 4.3 Jadwal Penelitian

Adapun jadwal pelaksanaan kegiatan penelitian pada tugas akhir ini adalah sebagai berikut.

**Tabel 5.** Tabel pelaksanaan jadwal kegiatan penelitian tugas akhir

JENIS KEGIATAN	Feb		Mar				Apr				Mei			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Studi Literatur														
Pengumpulan Data														
Pengolahan Data														
Interpretasi, Analisis Data dan Diskusi														
Pembuatan Laporan														
Seminar Usul Penelitian														
Revisi dan Bimbingan Hasil														
Seminar Hasil Penelitian														
Ujian Komprehensif														

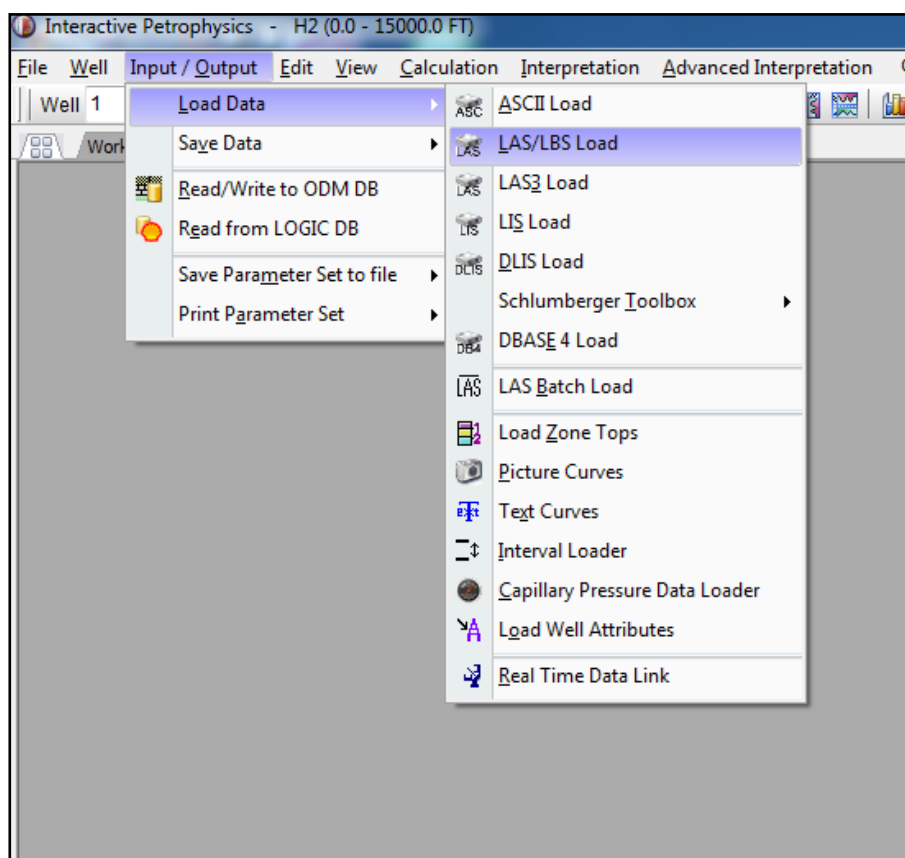
### 4.4 Pengolahan Data

Pada penelitian ini, data yang digunakan berupa data log, data *core* dan data pendukung lainnya seperti data *facies zone* (data marker) dan data *mud properties* dari sumur H2, H4, H5 dan H6 pada lapangan HLP cekungan Bintuni, Papua Barat. Pengolahan data dilakukan dengan menggunakan *software Interactive Petrophysics v3.5*. Data hasil rekaman pada setiap sumur dilakukan interpretasi secara kualitatif dan kuantitatif sehingga diperoleh hasil parameter-parameter petrofisika seperti porositas, kandungan *shale/clay* dan saturasi air untuk zona

reservoir dari masing-masing sumur. Tahapan pengolahan data, dilakukan dari mulai input data berformat Las yang berisi data log, hingga analisa kuantitatif dari parameter-parameter petrofisika.

#### 4.4.1 Input Data

Pada tahap proses proses *loading* data awal dilakukan dengan membuat *database* yang akan digunakan untuk pengolahan data *well* log, setelah dibuat *database* kemudian data yang akan diolah dimasukkan dengan cara klik ***Input/output Load data - LAS/LBS Load***. Selanjutnya pilih data *well* yang akan dimasukkan ke *software Interactive Petrophysics* seperti yang terlihat pada gambar di bawah ini.

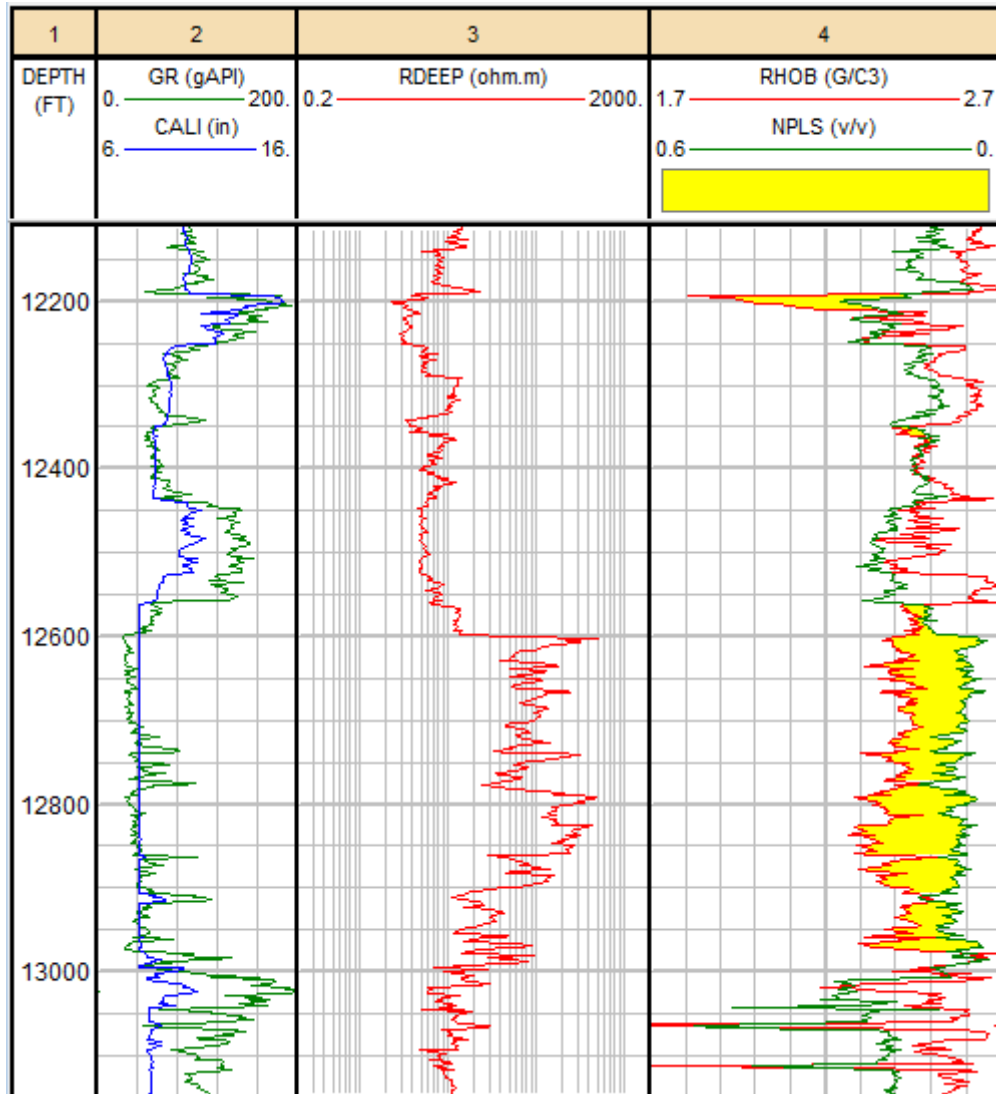


**Gambar 15.** Input data log format .las

#### 4.4.2 Analisa Kualitatif

Setelah menginput data, akan muncul *headerlog* lalu periksa data log yang akan dianalisa dan klik **Load**. Data sudah masuk dalam *software Interactive Petrophysics* dan siap dilakukan pengolahan.

Pengolahan pertama adalah dengan menampilkan log plot dari data log yang telah dimasukkan. Hal yang harus dilakukan adalah memilih *tools View* kemudian pilih **Log Plot**, maka akan muncul *dialog box* dari log plot *well* yang kita masukkan untuk menampilkan kurva log dilakukan dengan memilih **File-Program Default Plots-Triple Combo**, maka akan muncul kurva log dari hasil rekaman secara *default*. Data yang ditampilkan berupa data rekaman *gamma ray*, *spontaneous potential*, *resistivity*, *density-neutron*, sesuai dengan log yang dipakai saat melakukan pengeboran.



**Gambar 16.** Contoh data perekaman sumur (*triple combo*)

Hasil pengolahan tersebut kemudian dijadikan sebagai bahan untuk analisa kualitatif dengan tujuan untuk menentukan zona permeabel-non permeabel, zona potensi hidrokarbon, fluida pengisi hidrokarbon dan litologi secara kualitatif.

#### 4.4.3 Analisa Kuantitatif

Setelah diketahui zona hidrokarbon pada suatu sumur, maka zona tersebut dibagi berdasarkan data *facies zone* atau data marker seperti pada **tabel 6**.

**Tabel 6.** Data *facies zone* (data marker)

Well H2		Well H4	
Zone	Depth (ft)	Zone	Depth (ft)
A	12557.55 - 12598.42	A	12229.69 - 12256.82
B	12598.42 - 12630.09	B	12256.82 - 12307.73
C	12630.09 - 12733.27	C	12307.73 - 12316
D	12733.27 - 12773.22	D	12316 - 12331.77
E	12773.22 - 12863.71		
F	12863.71 - 12908.69		
G	12908.69 - 12957.05		
H	12957.05 - 12983.81		
Well H5		Well H6	
Zone	Depth (ft)	Zone	Depth (ft)
A	12757.66 - 12787	A	12769.62 - 12813.77
B	12787 - 12817.15	B	12813.77 - 12901.76
C	12817.15 - 12840.32	C	12901.76 - 12944.16
D	12840.32 - 12874.04	D	12944.16 - 13013.98
E	12874.04 - 12934.5	E	13013.98 - 13054.86
F	12934.5 - 12984.3	F	13054.86 - 13099.83
G	12984.3 - 13010		

*Input zone* dilakukan dengan memilih menu *Well-Manage Zone/tops-New Top*. Data ini selanjutnya digunakan dalam proses perhitungan parameter-parameter petrofisika. Seperti kandungan *shale/clay*, porositas dan saturasi air.

Untuk menganalisa nilai kandungan *shale/clay*, yang perlu dilakukan adalah dengan memilih menu *Interpretation-Clay Volume*, sehingga akan tampil window *Clay Volume Analysis*. Kemudian lakukan interpretasi *clay volume* dengan menentukan indikator data log yang dimasukkan. Interpretasi *clay volume* dapat dilakukan berdasarkan interpretasi dari salah satu jenis data rekaman (*Single Clay Indicators*) ataupun dapat menggunakan dua atau lebih data yang dijadikan referensi untuk melakukan interpretasi (*Double Clay Indicators*). Pada penelitian ini dilakukan interpretasi *clay volume* menggunakan konsep *single clay indicators* berdasarkan respon catatan kurva *gamma ray* di bawah permukaan.

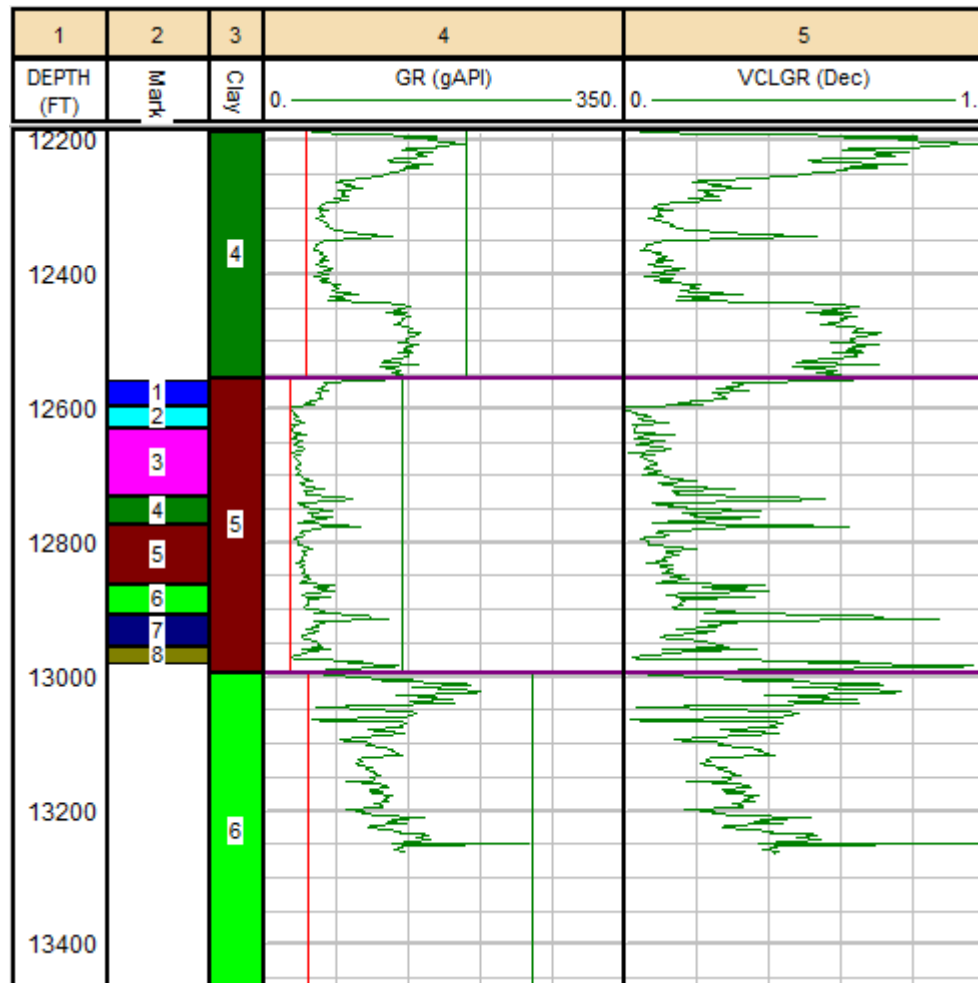
Clay Volume Analysis - H2

Use	Name	Input Curves		Output Curves
<b>Single Clay Indicators</b>				
<input checked="" type="checkbox"/>	Gamma Ray	GR		VCLGR
<input type="checkbox"/>	Neutron	NPLS		VCLN
<input type="checkbox"/>	Resistivity	RDEEP		VCLR
<input type="checkbox"/>	SP			VCLSP
<input type="checkbox"/>				
<b>Double Clay Indicator</b>				
<input type="checkbox"/>	Density	RHOB	Neutron NPLS	VCLND
<input type="checkbox"/>	Density	RHOB	Sonic DTCO	VCLSD
<input type="checkbox"/>	Sonic	DTCO	Neutron NPLS	VCLNS
<input type="checkbox"/>		1	Other 2	
<b>Bad Hole Indicators for Double Clay Indicators</b>				
<input type="checkbox"/>	Name		Minimum Clay Volume	VCL
<input type="checkbox"/>	Name		Average Clay Volume	VCLAV
Parameter set name		ClayVol		Load / Save Parameter Sets
SM		Run	Cancel	Help

**Gambar 17.** Contoh data perekaman sumur (triple combo)

Pada penentuannya *clay line* dan *clean line* dapat dirubah berdasarkan interpretasi *user* dengan menggeser garis merah (*clean line*) dan hijau (*clay line*). Selain itu dalam proses interpretasi *clay volume* dilakukan pembatasan zona permeabel dan zona non permeabel dengan melakukan klik kanan pada **Track 2 - Split Zone**.



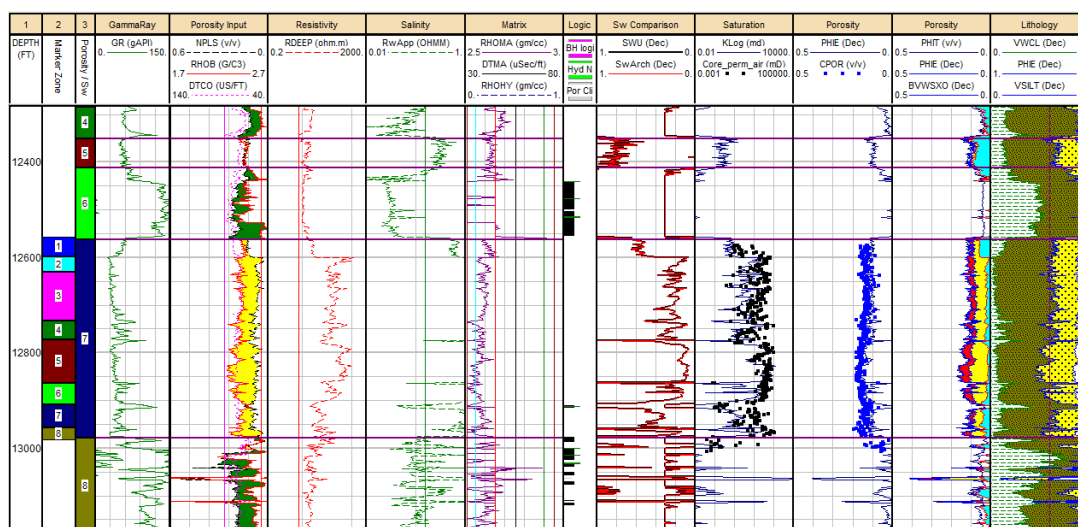


**Gambar 18.** Clay volume analysis

Selanjutnya yaitu analisa porositas dan saturasi air. Analisa ini dilakukan dengan memilih menu *Interpretation - Porosity and Water Saturation* sehingga akan tampil jendela *porosity and water saturation analysis*. Pada jendela *porosity and water saturation analysis* terdapat tiga sub-menu, yaitu *input curves*, *output curves*, dan *plot option*. *Input curve* berfungsi sebagai control *input* data yang dibutuhkan untuk interpretasi. Metode perhitungan saturasi air yang dibutuhkan merupakan salah satu faktor penting yang akan dipilih pada sub-menu *default saturation equation*. Beberapa metode yang dapat dipilih diantaranya adalah *Indonesian equation*, *modification of Indonesian equation*, *dual water equation*,

*simandoux equation, modification of simandoux equation, archie equation, archie (phi total) equation, dan lain-lain.*

Pada penelitian tugas akhir ini, metode yang digunakan untuk perhitungan nilai saturasi air dari keempat sumur adalah dengan menggunakan metode Archie. Untuk menampilkan hasil *porosity and water saturation analysis*, diperlukan data temperatur untuk setiap sumur. Data tersebut didapatkan dari data *mud properties*.



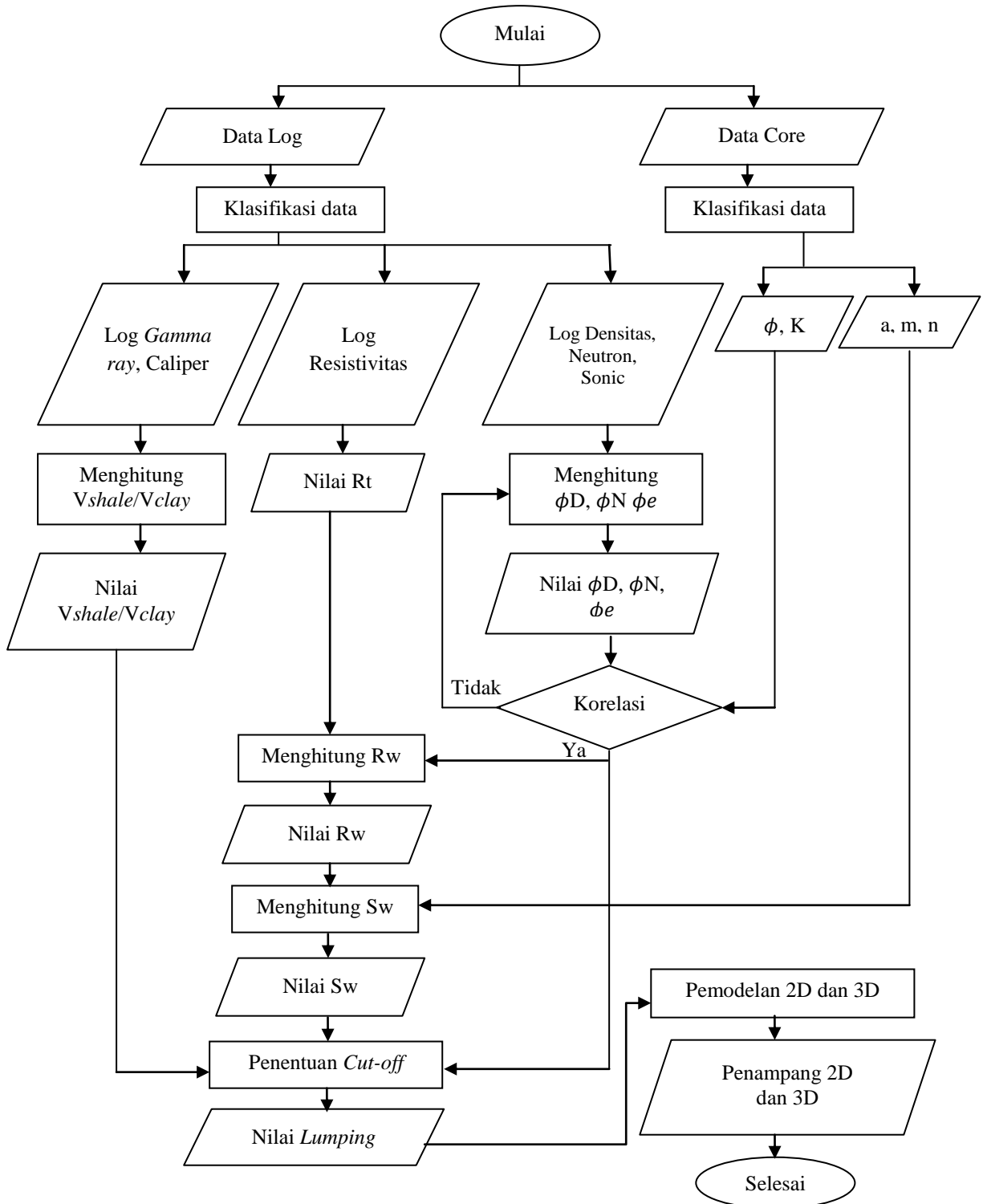
**Gambar 19.** Hasil *porosity and water saturation analysis*

Dari pengolahan tersebut, maka didapatkan nilai untuk parameter-parameter petrofisika pada zona reservoir dari masing-masing sumur. Sebelum dilakukan proses *cut-off*, maka nilai-nilai tersebut divalidasi dengan nilai dari hasil cross plot antar parameter. Jika hasilnya baik, maka dilakukan proses *cut-off* dengan menggunakan nilai parameter petrofisika tersebut sehingga didapatkan hasil *cut-off* berupa zona *net-pay* dari zona reservoir pada masing-masing sumur.

Dari summary pay yang didapatkan, dilakukan pemodelan 3D dan 2D dengan tujuan memvisualisasikan zona reservoir pada masing-masing sumur dari lapangan penelitian.

#### 4.5 Diagram Alir

Adapun diagram alir pada penelitian ini adalah seperti sebagai berikut.



**Gambar 20.** Diagram Alir

## VI. KESIMPULAN DAN SARAN

### 6.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan yang didapatkan dari penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut.

1. Dari hasil analisa kualitatif, diketahui bahwa zona reservoir dari sumur H2 berada pada kedalaman 12557.5-12982.5 ft dengan ketebalan 425 ft, untuk sumur H4 berada pada kedalaman 12231.5-12332.5 dengan ketebalan 101 ft, sumur H5 berada pada kedalaman 12575.2-13010 ft dengan ketebalan 252.5 ft dan sumur H6 memiliki zona reservoir yang berada pada kedalaman 12770.5-13098 ft dengan ketebalan 327.5 ft.
2. Dari hasil analisa kuantitatif, didapatkan nilai parameter petrofisika untuk zona reservoir pada masing-masing sumur. Pada sumur H2, didapatkan nilai porositas efektif sebesar 10%, kandungan *shale/clay* sebesar 9% dan saturasi air sebesar 26%. Sumur H4 memiliki nilai porositas efektif sebesar 14%, kandungan *shale/clay* sebesar 5% dan saturasi air sebesar 31%. Sumur H5 memiliki nilai porositas efektif sebesar 12%, kandungan *shale/clay* sebesar 11% dan saturasi air sebesar 31%. Dan Sumur H6 memiliki nilai porositas efektif sebesar 9%, kandungan *shale/clay* sebesar 11% dan saturasi air sebesar 23%.

3. Dari hasil visualisasi zona reservoir dalam pemodelan 3D dan 2D dengan parameter *net-pay* , *phi-pay* , *vcl-pay* dan *sw-pay* diketahui bahwa dari keempat sumur, zona reservoir yang paling dangkal berada pada sumur H4. Lapisan *net-pay* yang paling tebal terdapat pada zona reservoir sumur H2 dan terendah pada sumur H4. Nilai rata-rata porositas pada zona pay tertinggi berada pada reservoir sumur H4 dan terendah pada sumur H6. Nilai rata-rata kandungan *shale/clay* pada zona pay tertinggi berada pada reservoir sumur H6 dan terendah pada sumur H4. Nilai rata-rata saturasi air pada zona pay tertinggi berada pada reservoir sumur H5 dan terendah pada sumur H4.

## 6.2 Saran

Berdasarkan pembahasan dari penelitian ini, maka penulis memberikan saran pada penelitian selanjutnya, untuk menambah data seperti seismik dan data pendukung lainnya yang lebih lengkap untuk diketahui nilai cadangan hidrokarbon pada lapangan tersebut.

## DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, A. 2011. *Ensiklopedia Seismik*. Indonesia: E-Book Ensiklopedia Seismik.
- Asquith, G.B. 1982. *Basic Well Log Analysis for Geologists*. Oklahoma: AAPG, Methods in Exploration Series.
- Crain, E. R. 2012. *Crain Petrophysical Handbook, Water Saturation*, [www.spec2000.net](http://www.spec2000.net). Diakses pada tanggal 23 Agustus 2016 Pukul 20.50 WIB.
- Dewanto, O. 2009. *Buku Ajar Well Logging Vol 6*. Teknik Geofisika Universitas Lampung. Bandarlampung.
- Distamben Papua Barat. 2014. *Potensi Daerah Minyak dan Gas Bumi*. [distamben.papuabaratprov.go.id/](http://distamben.papuabaratprov.go.id/). diakses pada tanggal 15 Februari 2017 Pukul 19.30 WIB.
- Doveton, J. H. 1994. *Geologic Log Analysis Using Computer Methods*. Kansas Geological Survey. University of Kansas. USA.
- Dwiyono, I F., dan Sarju, W. 2014. Kompilasi Metode Water Saturation dalam Evaluasi Formasi. *Prosiding Seminar Nasional Kebumihan Ke-7*. UGM. Yogyakarta.
- Ellis, D.V., dan Singer, J.M. 2008. *Well Logging for Earth Scientist 2nd Edition*. Springer. Netherlands.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log edisi 8*. Schlumberger Oilfield Services.
- Haryono, A. 2010. Interpretasi Pola Sebaran Lapisan Batubara Berdasarkan Data Log *Gamma ray*. *Fisika Mulawarman*, Vol.6 No.2.
- Henage, L. 1993. *Mesozoic and Tertiary tectonics of Irian Jaya: evidence for non rotation of Kepala Burung*. Proc. 22nd Ann. Conv. Indon. Petrol. Assoc., p. 763-792.

- Krygowski, D. 2012. *Archie, Hingle, and Pickett Plot: Determining Fluid Saturation for Fun and Profit*. The Discovery Grup. Inc. Colorado.
- Labo, J. 1987. *A Practical Introductio to Borehole Geophysic*. Society of Exploration Geophysicists. Tusla.
- Lemigas, 2009. Paleogeografi dan Potensi HC Cekungan Pratersier Daerah Kepala Burung. *Program Penelitian dan Pengembangan Teknologi Eksplorasi Migas*. Lemigas Jakarta.
- Loverson, A. I. 1954. *Geology of Petroleum*. W.H Freeman & Company. San Fransisco.
- Rider, M. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition*. Rider-French Consulting Ltd. Scotland.
- Russell, W. L. 1960. *Principles of Petroleum Geology*. McGraw-Hill Book Company. USA.
- Schlumberger. 1989. *Log Interpretation Principles/Aplication*. Schlumberger Educational Services. Texas.
- Schlumberger. 1972. *Schlumberger Log Interpretation Volume I*. Schlumberger Well Services. USA.
- Satiawati, L., Rosyidan, C., dan Satiyawira, B. 2015. Analisa Fisika Minyak (Petrophysics) dari Data Log Konvensional Untuk Menghitung Sw Berbagai Metode. *Prosiding Seminar Nasional Fisika (E-Journal) SNF2015*. Vol IV. ISSN: 2339-0654.
- Setyaningsih, C. A. 2014. Pollen Pra-Tersier Daerah Kapala Burung, Papua. *Lembar Publikasi Minyak dan Gas Bumi*. Lemigas. Vol 48. ISSN: 2089-3396
- Setyowiyoto, J. dan Surjono, S.S. 2002. Analisis Sedimentologi dan Fasies Pengendapan Formasi Kerek di Daerah Biren dan Kerek, Kabupaten Ngawi, Jawa Timur. *Media Teknik*. vol 25.
- Yudhanto, E. V. 2012. Structural Evolution of Ubadari Field, Bird's Head, Papua, Indonesia. Search and Discover Article. *AAPG International Conference and Exhibition*.