

**PEMODELAN ZONA PROSPEK RESERVOAR
BERDASARKAN DATA SEISMIK DAN ANALISIS
PETROFISIKA UNTUK MENENTUKAN CADANGAN
HIDROKARBON AREA *OUTSTEP* LAPANGAN GEO,
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

(Skripsi)

Oleh

Nico Adrian Prianggoro



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

RESERVOIR PROSPECT ZONE MODELING USING SEISMIC DATA AND PETROPHYSICAL ANALYSIS FOR HYDROCARBON RESERVE CALCULATION ON OUTSTEP AREA OF GEO FIELD, SOUTH SUMATERA BASIN

By

Nico Adrian Prianggoro

ABSTRACT

Geo field already known accumulate the hydrocarbon that identified by gas on carbonate reservoir of Baturaja formation. According to recovery factor data, gas production in South Sumatera basin already increase into 80% of production. By modeling the reservoir prospect zone and analyzing the petrophysical data, the new able reservoir prospect can be identified, also, the hydrocarbon reserve can be calculated in Geo field. Based on a Direct Hydrocarbon Index analysis, the flat spot and gas chimney are visible on seismic section data in outstep area of Geo field. This indication are developed by doing acoustic impedance inversion as a function of seismic data processing. The main output of this inversion is porous zone map as a result of two map interpretation which is acoustic impedance map and density map as an attribute function on this inversion. Based on that map, with cutoff acoustic impedance value 10000 m/s*gr/cc and density cutoff 2,34 gr/cc, identified there is a prospect area in outstep zone indicated by low acoustic impedance with 6492,2m/s*gr/cc – 7772,4m/s*gr/cc value, also, density value range in 1,98gr/cc – 2,34gr/cc. Isopach map, Porosity map and water saturation map are generated by spreading the value on lateral function using guide the density map and petrophysical analysis result. By the value of reservoir property based on the map, hydrocarbon reserve can be calculated. Bgi input value is 0.0089 SCF/cutf, volume bulk value 19898,1977 acre.ft, porosity value 0,156543565% and water saturation average value 0,382105%, gas reserve volume on outstep area predicted about 9,42023537 BSCF.

Keyword :Carbonate, outstep area, direct hydrocarbon indicators, acoustic impedance inversion, cutoff, petrophysical analysis

**PEMODELAN ZONA PROSPEK RESERVOAR
BERDASARKAN DATA SEISMIK DAN ANALISIS
PETROFISIKA UNTUK MENENTUKAN CADANGAN
HIDROKARBON AREA *OUTSTEP* LAPANGAN GEO,
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Oleh

Nico Adrian Prianggoro

ABSTRAK

Lapangan GEO telah terbukti mengandung hidrokarbon berupa gas didalam reservoir batuan karbonat Formasi Baturaja. Berdasarkan data *recovery factor*, produksi gas pada lapangan yang terletak di Cekungan Sumatera Selatan ini telah mencapai angka 80%. Dengan melakukan pemodelan zona prospek reservoir dan analisis petrofisika, dilakukan pencarian prospek reservoir baru dan perhitungan cadangan hidrokarbon pada area *outstep* Lapangan GEO. Berdasarkan analisis *Direct Hydrocarbon Indicators*, ditemukan *flat spot* dan *gas chimney* pada penampang seismik area *outstep* lapangan GEO. Indikasi ini kemudian dikembangkan dengan melakukan inversi *acoustic impedance* sebagai fungsi dari pengolahan data seismik. Melalui inversi, dapat dihasilkan peta sebaran zona *porous* menggunakan interpretasi gabungan antara peta sebaran *acoustic impedance* dan densitas. Berdasarkan peta tersebut, dengan *cutoff acoustic impedance* sebesar 10000m/s*gr/cc dan densitas sebesar 2,4gr/cc, diketahui terdapat area *outstep* bersifat *low acoustic impedance* dengan rentang nilai 6492,2m/s*gr/cc – 7772,4m/s*gr/cc serta 1,98gr/cc – 2,34gr/cc untuk densitas. Selanjutnya dilakukan pembuatan peta *isopach*, serta penyebaran nilai porositas dan saturasi air secara lateral dengan *guide* peta sebaran densitas dan hasil analisis petrofisika. Berdasarkan nilai properti reservoir pada peta yang didapat, dilakukan perhitungan cadangan hidrokarbon. Dengan input nilai *Bgi* sebesar 0,0089SCF/cuft, *volume bulk* 19898,1977acre.ft, porositas rata-rata 0,156543565% dan saturasi air rata-rata 0,382105% didapatkan perkiraan volume cadangan gas pada fokus area *outstep* sebesar 9,42023537 BSCF.

Kata Kunci: Karbonat, area *outstep*, *direct hydrocarbon indicators*, inversi *acoustic impedance*, *cutoff*, analisis petrofisika.

**PEMODELAN ZONA PROSPEK RESERVOAR BERDASARKAN DATA
SEISMIK DAN ANALISIS PETROFISIKA UNTUK MENENTUKAN
CADANGAN HIDROKARBON AREA *OUTSTEP* LAPANGAN GEO,
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Oleh

NICO ADRIAN PRIANGGORO

Skripsi

Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar

SARJANA TEKNIK

Pada

Jurusan Teknik Geofisika

Fakultas Teknik Universitas Lampung



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

Judul Skripsi

**: PEMODELAN ZONA PROSPEK RESERVOAR
BERDASARKAN DATA SEISMIK DAN
ANALISIS PETROFISIKA UNTUK
MENENTUKAN CADANGAN HIDROKARBON
AREA *OUTSTEP* LAPANGAN GEO,
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Nama Mahasiswa

: Nico Adrian Prianggoro

Nomor Pokok Mahasiswa : 1315051038

Jurusan

: Teknik Geofisika

Fakultas

: Teknik

MENYETUJUI

1. Komisi Pembimbing

Pembimbing I



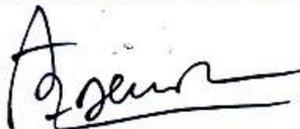
Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.
NIP 19661222 199603 1 001

Pembimbing II



Karyanto, S.Si., M.T.
NIP 19691230 199802 1 001

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika



Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T.
NIP 19720928 199903 1 001

MENGESAHKAN

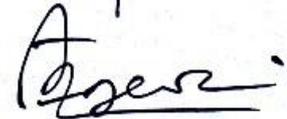
1. Tim Penguji

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



Sekretaris : Karyanto, S.Si., M.T.

**Penguji
Bukan Pembimbing : Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T.**



2. Dekan Fakultas Teknik



Prof. Suharno, M.S., M.Sc., Ph.D.
NIP 19620717 198703 1 002

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 12 Juni 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, Juni 2017



Nico Adrian Prianggoro

RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di Tanjung Karang, yang masih menjadi bagian administratif Kota Bandar Lampung, pada tanggal 10 Juli 1995. Penulis merupakan anak pertama dari pasangan Bapak Sucipto dan Ibu Nurhasanah. Penulis menyelesaikan pendidikan Taman Kanak-Kanak (TK) pada tahun 2000 di TK Negeri Pembina Kota Bandar Lampung, dilanjutkan ke jenjang Sekolah Dasar di SD Negeri 2 Rawa Laut Bandar Lampung hingga selesai pada tahun 2007. Selanjutnya, penulis menempuh pendidikan Sekolah Menengah di SMP Negeri 1 Bandar Lampung hingga tahun 2010 dilanjutkan di SMA Negeri 1 Bandar Lampung hingga tahun 2013.

Selanjutnya, penulis terdaftar sebagai mahasiswa di Fakultas Teknik, Jurusan Teknik Geofisika, Universitas Lampung. Pada tahun 2013, penulis terdaftar sebagai anggota Eksekutif Muda Badan Eksekutif Mahasiswa (BEM) Fakultas Teknik Universitas Lampung. Di tahun berikutnya, 2014, Penulis bergabung menjadi *staff* Internal di *Society of Exploration Geophysicist (SEG) SC Unila* dan *staff* Humas Himpunan Mahasiswa Geofisika (HMGI) Regional 1 Sumatera, serta

anggota aktif Bidang Kaderisasi Himpunan Mahasiswa (HIMA) TG Bhuwana Universitas Lampung. Pada 2015/2016, penulis mengemban amanah sebagai Wakil Ketua Umum Himpunan Mahasiswa (HIMA) TG Bhuwana Universitas Lampung. Di akhir masa studi, penulis menjabat sebagai *Vice President Society of Exploration Geophysicist (SEG) SC Unila* kepengurusan tahun 2016/2017.

Pada bulan Januari-Maret 2016, penulis melakukan Kuliah Kerja Nyata (KKN) di Desa Sidomekar, Kecamatan Gedung Aji Baru, Kabupaten Tulang Bawang. Selanjutnya, di bulan Juli-Agustus 2016, penulis tercatat melakukan Kerja Praktek (KP) di PT. Dizamatra Powerindo, Lahat pada fungsi *Exploration and Geology Department* dengan mengambil tema penelitian “Interpretasi Litologi Dan Analisis Hubungan Nilai Densitas Terhadap Nilai *Total Moisture* Batubara Pada Data *Well Logging* Lapangan X di PT. Dizamatra Powerindo, Lahat, Sumatera Selatan”.

Pada Februari 2017, penulis melakukan penelitian Tugas Akhir (TA) di PT. Pertamina EP Asset 2 Prabumulih, pada fungsi *Geology and Geophysic Department* hingga akhirnya penulis berhasil menyelesaikan pendidikan sarjananya pada tanggal 12 Juni 2017 dengan mengambil judul **“Pemodelan Zona Prospek Reservoir Berdasarkan Data Seismik Dan Analisis Petrofisika Untuk Menentukan Cadangan Hidrokarbon Area *Outstep* Lapangan Geo, Cekungan Sumatera Selatan”**

PERSEMBAHAN

Ku lahir buta, Kau beri mata, hingga ku dapat melihat. Ku lahir tuli, Kau beri telinga, hingga ku dapat mendengar. Ku lahir bisu, Kau beri mulut, hingga ku dapat bicara. Terima kasih Nikmat-Mu Tuhan

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

Papah dan Mamah Tercinta, Bapak Sucipto dan Ibu Nurhasanah

Meski pengorbanan kalian tak bisa kubalas, akan ku ukirkan derajat kebanggaan dalam hati kalian karena telah memilikiku. Doa dan kasih sayang kalian takkan pernah mati dalam diri ini.

Adikku Tersayang, Gilang Nanda Raharja

Canda tawa kita takkan pernah pudar sampai terhentinya waktu. Cerita masa lalu yang lucu akan jadi cerita kita untuk masa depan nanti. Motivasiimu selalu jadi semangat bagi diriku

Teknik Geofisika Universitas Lampung 2013

Aku dengan kalian yang menokohkan kita. Kita yang saling belajar, bukan menghajar. Saling mengajak, bukan mengejek. Saling membina, bukan menghina. Saling menasehati, bukan menusuk hati. Saling memberi, bukan menghindari. Saling menuntun, bukan menuntut. Serta saling tolong menolong, bukan tolak menolak.

Keluarga Besar Teknik Geofisika Universitas Lampung

Almamater Tercinta, Universitas Lampung

فَبِأَيِّ آلَاءِ رَبِّكُمَا تُكَذِّبَانِ

“Maka nikmat Tuhan kamu yang manakah yang kamu dustakan.”
(QS. Ar Rahman: 13)

MOTTO

Hidup adalah kesusahan yang harus diatasi, rahasia yang harus digali, tragedi yang harus dialami, kegembiraan yang harus dibagikan, cinta yang harus dinikmati, tugas yang harus dilaksanakan, romantika yang harus dirangkul, resiko yang harus diambil, lagu yang harus dinyanyikan, anugerah yang harus dipergunakan, berkah yang harus dicapai dan mimpi yang harus diwujudkan. Kita hidup untuk menjadi benar, bukan merasa benar
(Penulis)

Sebesar apapun dirimu, tetap alam lebih besar
(Penulis)

Bukanlah suatu aib jika kamu gagal dalam suatu usaha, yang merupakan aib adalah jika kamu tidak bangkit dari kegagalan itu
(Ali bin Abu Thalib)

Waktumu terbatas, jangan menyia-nyiakannya dengan menjalani hidup orang lain
(Steve Jobs)

KATA PENGANTAR

Assalamu'alaikum Wr. Wb.

Segala puji dan syukur kepada Allah SWT yang telah melimpahkan nikmat, hidayah dan karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan Skripsi dengan judul **“Pemodelan Zona Prospek Reservoir Berdasarkan Data Seismik Dan Analisis Petrofisika Untuk Menentukan Cadangan Hidrokarbon Area *Outstep* Lapangan Geo, Cekungan Sumatera Selatan”**. Adapun dalam pelaksanaan dan penulisan laporan ini penulis menyadari bahwa selesainya proses ini tidak lepas dari bimbingan dan dukungan dari berbagai pihak. 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

Nico Adrian Prianggoro

SAN WACANA

Segala puji dan syukur kepada Allah SWT, berkat nikmat, hidayah dan karunia-Nya penelitian ini dapat terselesaikan dengan baik. 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. Ibu dan Ayah tercinta yang tak henti-hentinya mendidik, berkorban, berdoa dan mendukung penulis dalam segala hal terutama dalam pendidikan. Terimakasih atas motivasi dan dorongannya selama ini, sehingga penulis, anakmu tercinta, berhasil menyelesaikan pendidikan program sarjana. Semoga selalu dilindungi dan diberkahi Allah S.W.T.
2. Adikku tersayang, Gilang Nanda Raharja yang terus memberikan semangat kepada penulis.
3. Bapak Dr. Ahmad Zaenuddin, M.T. selaku kepala jurusan teknik geofisika dan dosen penguji tugas akhir yang selalu memberi *support* dan motivasi kepada penulis.
4. Bapak Dr. Ordas Dewanto, M.Si. dan Bapak Karyanto, M.T. selaku Dosen Pembimbing penulis yang selalu memberikan arahan, masukan dan motivasi bagi penulis.

5. Bapak Bagus Sapto Mulyatno, M.Si. selaku dosen pembimbing akademik selama penulis menempuh pendidikan di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
6. Dosen-dosen Teknik Geofisika Universitas Lampung yang saya hormati, terimakasih atas semua ilmu yang diberikan.
7. PT Pertamina EP Asset 2, selaku institusi yang memberikan kesempatan kepada penulis untuk menyelesaikan tugas akhir dan skripsi ini.
8. Bapak Oki Striawan selaku kepala departemen Geology and Geophysic PT. Pertamina EP Asset 2 dan Bapak Abdul Aziz Permana selaku pembimbing lapangan yang terus membimbing dan memotivasi penulis dalam menyelesaikan skripsi ini.
9. Keluargaku, Rekan seperjuanganku Teknik Geofisika angkatan 2013 yang telah memberi semangat dan *support* dalam menyelesaikan laporan ini. Teruntuk Egi, Dwi, Wuri, Kholilur, Abdi, Feni, Reza, Shiska, Nafis, Atikah, Ulfa, Farkhan, Suryadi, Kurnia, Azhari, Aji, Widia, Yeni, Noris, Aloy, Fajri, Udin, Alicya, Dian, Endah, Harris, Herlin, Hanun, Eci, Nur Syabana, Ravide, Edy, Winda, Rafi, Cahaya, Imbron, Deswita, Dody, Yasrifa, Bunga, Pipit, Priesta, Putu, Ririn, Ryan, Helton, Haidar dan Agung, terimakasih kawan kebersamaannya, **Aku Senang Menjadi Bagian TG 13.**
10. Sahabat karibku, Egi Ramdhani, terimakasih atas dorongan, motivasi, *sharing*, dan masukannya. Dan kalian sahabatku Dwi Prasetyo, Wuri Andari, Kholilur Rahman, Reza Syaputra, Farkhan Raflesia, M. Fajri Nugroho, Ivan Aloysius dan Noris Herlambang.

11. Anthrax 24 (Cahya, Suci, Afreni, Median dan Hanni). Dan sahabat lama (Meyronita, Alifa, Mutiara dan Yogi). Serta Rido's Home (Rido, Ega, Fadel, Tori, Raja).
12. Teman seperjuangan Tugas Akhir di Geology and Geophysic Departement PT Pertamina EP Asset 2, Abdi Kristianto, Sigit Edhi Nugroho dan Sukarno yang menjadi motivasi penulis dalam menyelesaikan penelitian.
13. Kontingen Konyol Sidomekar, Riska, Nisa, Oriza, Edgar, Lia dan Bunda yang tak pernah henti memberi dorongan dan motivasi agar skripsi ini dapat selesai.
14. Dan berbagai pihak yang telah membantu penulis.

Semoga dengan adanya skripsi ini dapat bermanfaat bagi pembaca. Kritik dan saran yang membangun penulis sangat harapkan untuk kebaikan penulis untuk menjadi lebih baik.

Bandar Lampung, Juni 2017

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRACT	i
ABSTRAK	ii
HALAMAN JUDUL	iii
HALAMAN PERSETUJUAN	iv
HALAMAN PENGESAHAN	v
HALAMAN PERNYATAAN	vi
RIWAYAT HIDUP	vii
HALAMAN PERSEMBAHAN	ix
MOTTO	x
KATA PENGANTAR	xi
SANWACANA	xii
DAFTAR ISI	xv
DAFTAR GAMBAR	xviii
DAFTAR TABEL	xxii
I. PENDAHULUAN	
A. Latar Belakang	1
B. Tujuan	2
C. Batasan Masalah	3
D. Manfaat	3
II. TINJAUAN PUSTAKA	
A. Letak dan Lokasi Penelitian	4
B. Geologi Regional	5
1. Letak Fisiografis Cekungan Sumatera Selatan.....	5
2. Tektonik Regional Cekungan Sumatera Selatan	7
C. Stratigrafi Regional	10
D. Potensi Hidrokarbon dan Petroleum Sistem	15

E. Klasifikasi Batuan Karbonat	17
F. Fasies Karbonat dan Analisis Stratigrafi Karbonat Baturaja	20
G. Sistem Pengendapan Karbonat Baturaja	21

III. TEORI DASAR

A. Seismik Refleksi	25
1. <i>Wavelet</i>	27
2. <i>Trace</i>	30
3. Hubungan Kecepatan Gelombang P (V_p) dengan Densitas (ρ)	31
4. Impedansi Akustik	31
5. Koefisien Refleksi	32
6. Resolusi Seismik	33
7. Seismogram Sintetik	34
B. Metode Inversi Seismik	34
C. <i>Direct Hydrocarbon Indicators</i> (DHI)	38
D. Analisis Petrofisika	39
E. <i>Well logging</i>	39
F. Perangkat-Perangkat <i>Well Logging</i>	40
1. <i>Log</i> Radioaktif	40
2. <i>Log</i> Listrik	47
3. <i>Log Sonic</i>	54
4. <i>Log Caliper</i>	55
G. Interpretasi Data <i>Log</i>	56
1. Interpretasi Kualitatif	57
2. Interpretasi Kuantitatif	59
H. Definisi Cadangan	70
1. Penentuan Cadangan Hidrokarbon Metode Volumetrik	71
I. Uji Statistik	72
1. Pengertian Korelasi	72
2. Korelasi <i>Product Moment Pearson</i>	73
3. Analisis Regresi Linier Sederhana	74

IV. METODOLOGI PENELITIAN

A. Waktu dan Tempat Penelitian	75
B. Alat dan Bahan	75
1. Data Seismik	76
2. Data Sumur	76
3. Data <i>Checkshot</i>	77
4. Data <i>Marker</i>	77
5. <i>Well Header</i>	77
6. Data Analisa Air	77
7. Data Uji Produksi	78
C. Prosedur penelitian	78
1. Studi Literatur	78
2. Pengolahan Data Seismik	78

3. Pengolahan Data Petrofisika	81
4. Pembuatan Peta Sebaran Properti Reservoir dan Perhitungan Cadangan Hidrokarbon	83
D. Diagram Alir	84

V. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Pengolahan dan Analisis Data Seismik.....	87
1. Analisis Zona Target	87
2. Analisis <i>Tuning Thickness</i>	89
3. Uji Sensitivitas	90
4. Ekstrak <i>Wavelet</i> dan <i>Well Seismic Tie</i>	94
5. <i>Picking Horizon</i> dan Analisis <i>Structure Map</i>	97
6. Analisis <i>Direct Hydrocarbon Indicators (DHI)</i>	101
7. Analisis Model Awal dan Inversi.....	106
B. Pengolahan dan Analisis Petrofisika.....	114
1. Interpretasi Kualitatif	114
a. Penentuan Jenis Litologi dan Ketebalan Lapisan	117
b. <i>Zona Porous Permeable</i>	119
c. Fluida Pengisi Formasi	120
2. Interpretasi Kuantitatif	124
a. Volume Lempung (V_{cl}).....	124
b. Porositas ().....	128
c. Resistivitas Air (R_w)	132
d. Saturasi Air (S_w).....	133
e. Permeabilitas (K)	134
3. <i>Cutoff</i>	134
a. <i>Cutoff</i> Porositas ()	135
b. <i>Cutoff Volume Clay</i> (V_{cl}).....	136
c. <i>Cutoff</i> Saturasi Air (S_w)	137
4. Lumping	138
C. Pembuatan Peta Sebaran Properti Reservoir dan Perhitungan Perkiraan Cadangan Hidrokarbon.....	142
1. Pembuatan Peta Sebaran Properti Reservoir	142
a. Peta Sebaran Porositas Efektif ($PHIE$).....	142
b. Peta Sebaran Saturasi Air (S_w).....	145
2. Perhitungan Cadangan Hidrokarbon	148

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

A. Kesimpulan	150
B. Saran	151

DAFTAR PUSTAKA

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 1. Peta Kesampaian Daerah Penelitian (Laporan Internal PT. PERTAMINA EP Asset 2, 2015 dengan modifikasi)	4
Gambar 2. Peta Cekungan Pulau Sumatera (Hardiansyah, 2015)	5
Gambar 3. Pembagian sub-Cekungan pada Cekungan Sumatera Selatan (Purwanto, dkk., 2015)	6
Gambar 4. Fase Tektonik Cekungan Sumatera Selatan (Pulunggono, dkk., 1992)	8
Gambar 5. Skema Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (Ginger dan Fielding, 2005)	14
Gambar 6. Klasifikasi Karbonat menurut Dunham (Ahr, 2008)	18
Gambar 7. Klasifikasi Karbonat menurut Embry dan Klovan (Ahr, 2008)	19
Gambar 8. Model Fasies Pembentukan Karbonat Baturaja (Susilowati dan Sutoyo, 2009).	21
Gambar 9. Siklus Sedimentasi Karbonat Baturaja (Susilowati dan Sutoyo, 2009)	24
Gambar 10. Pemantulan dan Pembiasan pada Bidang Batas Dua Medium Untuk Gelombang P (Latif, dkk., 2013)	26
Gambar 11. Jenis <i>Wavelet</i> berdasarkan Konsentrasi Energinya (Situmeang, 2012)	27
Gambar 12. Seismogram Sintetik sebagai hasil dari konvolusi Koefisien Refleksi terhadap <i>Wavelet</i> (Alfin, 2016)	34
Gambar 13. Identifikasi litologi berdasarkan <i>Log GR</i> (Glover, 2000)	42
Gambar 14. Identifikasi litologi berdasarkan <i>Log Neutron</i> (Rider, 2002)	45

Gambar 15.	Identifikasi litologi berdasarkan <i>Log Densitas</i> (Rider, 2002)	46
Gambar 16.	Identifikasi litologi berdasarkan <i>Log SP</i> (Rider, 2002).....	48
Gambar 17.	Prinsip Alat Kerja Laterolog (Glover, 2000).....	50
Gambar 18.	Kontras karakterisasi resolusi lapisan dari alat resistivitas dan aplikasi geologinya (Glover, 2000)	51
Gambar 19.	Profil Sumur Bor Terinvasi Lumpur (Brown, 2012).....	53
Gambar 20.	Identifikasi Litologi berdasarkan <i>Log Resistivitas</i> (Glover, 2000)	54
Gambar 21.	Identifikasi Litologi berdasarkan <i>Log Sonic</i> (Glover, 2000).....	55
Gambar 22.	Identifikasi Litologi berdasarkan <i>Log Caliper</i> (Rider, 2002).....	56
Gambar 23.	Ilustrasi perbandingan terdistribusinya <i>clay</i> dan dampaknya pada suatu reservoir (Dwiyono dan Winardi, 2014).....	66
Gambar 24.	Diagram Alir Pengolahan dan Analisis Data Seismik.....	84
Gambar 25.	Diagram Alir Pengolahan dan Analisis Data Petrofisika	85
Gambar 26.	Diagram Alir Pembuatan Peta Sebaran Properti Reservoir dan Perhitungan Perkiraan Cadangan Hidrokarbon, 2014).. ..	86
Gambar 27.	Interpretasi Quicklook dalam Penentuan Zona Target. (a) GEO-08; (b) GEO-22; (c) GEO-26; (d) GEO-27.	89
Gambar 28.	Frekuensi Dominan (<i>Time</i> 1072,85 – 1140,56).....	90
Gambar 29.	<i>Crossplot</i> Densitas – <i>P Impedance</i> . (a) GEO-22; (b) GEO-26 ...	91
Gambar 30.	<i>Crossplot</i> Densitas – <i>Neutron Porosity</i> . (a) GEO-22; (b) GEO-26.....	92
Gambar 31.	<i>Crossplot P Impedance</i> – <i>Neutron Porosity</i> (a) GEO-22; (b) GEO-26.....	93
Gambar 32.	Ekstraksi <i>Wavelet</i>	95
Gambar 33.	<i>Well Seismic Tie</i> . (a) GEO-08; (b) GEO-22; (c) GEO-26; (d) GEO-27	96
Gambar 34.	Jendela analisis dalam proses <i>picking horizon</i>	98

Gambar 35.	<i>Time Structure Map</i> Lapangan GEO. (a) <i>Top</i> BRF; (b) <i>Bottom</i> BRF	99
Gambar 36.	<i>Depth Structure Map</i> Lapangan GEO. (a) <i>Top</i> BRF; (b) <i>Bottom</i> BRF	100
Gambar 37.	<i>Isopach Map</i> Lapangan GEO	101
Gambar 38.	Analisis DHI Fokus Area <i>Outstep</i>	102
Gambar 39.	Garis <i>Slicing</i> Lapangan Geo dan Fokus Area <i>Outstep</i>	103
Gambar 40.	Penampang Seismik Fokus Area <i>Outstep</i>	103
Gambar 41.	Penampang Seismik Lapangan Geo	103
Gambar 42.	Fasies Pengendapan Karbonat Fokus Area <i>Outstep</i>	104
Gambar 43.	Fasies Pengendapan Karbonat Fokus Area <i>Outstep</i>	104
Gambar 44.	<i>Depth Structure Map</i> Fokus Area <i>Outstep</i> . (a) <i>Top</i> BRF; (b) <i>Bottom</i> BRF	105
Gambar 45.	<i>Isopach Map</i> Fokus Area <i>Outstep</i>	106
Gambar 46.	<i>Earth Model</i>	106
Gambar 47.	Korelas Inversi. (a) GEO-08; (b) GEO-22; (c) GEO-26; (d) GEO-27	108
Gambar 48.	Hasil Inversi <i>AI</i>	109
Gambar 49.	Peta Sebaran <i>AI</i> Lapangan GEO.....	111
Gambar 50.	Peta Sebaran <i>AI</i> Fokus Area <i>Outstep</i>	112
Gambar 51.	Peta Sebaran Densitas Lapangan GEO.....	113
Gambar 52.	Peta Sebaran Densitas Fokus Area <i>Outstep</i>	113
Gambar 53.	Interpretasi Kualitatif Formasi BRF. (a) GEO-08; (b) GEO-12; (c) GEO-15; (d) GEO-22; (e) GEO-26; (f) GEO-27	116
Gambar 54.	<i>Crossplot</i> RHOB-NPHI pada chart Schlumberger 1,19. (a) GEO-08; (b) GEO-12; (c) GEO-15; (d) GEO-22; (e) GEO-26; (f) GEO-27.	119
Gambar 55.	<i>Well Section</i>	122

Gambar 56.	Perhitungan <i>Volume Clay</i> . (a) GEO-08; (b) GEO-12; (c) GEO-15; (d) GEO-22; (e) GEO-26; (f) GEO-27	127
Gambar 57.	<i>Window Akhir</i> Pengolahan Petrofisika. (a) GEO-08; (b) GEO-12; (c) GEO-15; (d) GEO-22; (e) GEO-26; (f) GEO-27	131
Gambar 58.	Penentuan Nilai R_w Berdasarkan <i>chart</i> Schlumberger Gen-9	132
Gambar 59.	Penentuan <i>Cutoff</i> Porositas ()	136
Gambar 60.	Penentuan <i>Cutoff Volume Clay</i> (V_{ci})	137
Gambar 61.	Penentuan <i>Cutoff Saturasi Air</i> (S_w)	138
Gambar 62.	<i>Window Hasil Lumping</i> . (a) GEO-08; (b) GEO-12; (c) GEO-15; (d) GEO-22; (e) GEO-26; (f) GEO-27	141
Gambar 63.	Hubungan RHOB-PHIE	143
Gambar 64.	Peta Sebaran Porositas Lapangan GEO	144
Gambar 65.	Peta Sebaran Porositas Fokus Area <i>Outstep</i>	145
Gambar 66.	Peta Sebaran Saturasi Air Lapangan GEO	147
Gambar 67.	Peta Sebaran Saturasi Air Fokus Area <i>Outstep</i>	148

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 1. Klasifikasi nilai densitas berdasarkan jenis batuan. (Telford, 1990)	47
Tabel 2. Klasifikasi nilai resistivitas berdasarkan jenis batuan (reynold, 1995)	53
Tabel 3. Nilai porositas berdasarkan kualitas secara umum (Koesoemadinata dalam Nurwidyanto, dkk., 2005).....	62
Tabel 4. Nilai permeabilitas berdasarkan kualitas secara umum. (Koesoemadinata dalam Nurwidyanto dkk., 2005).....	69
Tabel 5. Interpretasi koefisien korelasi (Guilford, 1956).....	73
Tabel 6. <i>Time Schedule</i> Penelitian	75
Tabel 7. Kelengkapan data <i>log</i> tiap sumur	76
Tabel 8. Hasil <i>Well Seismic Tie</i>	97
Tabel 9. Hasil Korelasi Inversi.....	108
Tabel 10. Kandungan Lempung Formasi Baturaja Lapangan GEO	128
Tabel 11. <i>PHIT</i> dan <i>PHIE</i> Formasi Baturaja Lapangan GEO	131
Tabel 12. <i>PHIE Average</i> dan Data Uji Produksi Lapangan GEO.....	135
Tabel 13. <i>Gross</i> dan <i>Net</i> Reservoar sebagai hasil dari proses Lumping	141
Tabel 14. Asumsi perbandingan ketebalan <i>Gross</i> dan <i>Net</i> Reservoar	142
Tabel 15. Penentuan Nilai <i>BVW</i> (<i>Bulk Volume Water</i>)	146

I. PENDAHULUAN

A. Latar Belakang

Lapangan GEO terletak pada Cekungan Sumatera Selatan, tepatnya pada sub Cekungan Palembang Selatan. Sub Cekungan ini terletak di tepi baratdaya Cekungan Sumatra Selatan dan terletak antara Pegunungan Barisan dan Cekungan Palembang Tengah.

Lapangan yang ditemukan pada tahun 1960-an ini telah terbukti mengandung hidrokarbon berupa gas didalam reservoir batuan karbonat Formasi Baturaja. Batuan karbonat merupakan salah satu batuan utama untuk bahan hidrokarbon dan berpeluang sangat besar menjadi reservoir hidrokarbon. Batuan Reservoir karbonat (gamping) ini sangat berlimpah di Indonesia, dikarenakan batuan ini tumbuh subur pada daerah tropis dan laut dangkal yang dapat ditembus sinar matahari. Batuan ini terbentuk dari sisa-sisa jasad renik binatang dan tumbuhan. Sedangkan kalsium karbonat sebagai bagian inti dari batuan karbonat dapat dengan mudah terlarutkan oleh air, sehingga sangat mungkin terjadi pelarutan dan proses kristalisasi kembali setelah batuan ini terbentuk. Pelarutan ini mengakibatkan terbentuknya kavitasasi, sehingga dapat menyimpan minyak atau gas dalam jumlah banyak.

Sejak tahun ditemukannya, produksi gas pada lapangan GEO terus dilakukan sampai saat ini. Diusianya yang lebih dari 50 tahun ini, terdapat 27 sumur pada lapangan GEO, dengan rincian 13 sumur produksi, 3 sumur *abandoned*, dan 11 sumur *suspended*. Berdasarkan data *recovery factor*, produksi gas pada lapangan GEO telah mencapai 80%. Akibat dari produksi yang dilakukan secara menerus ini adalah menurunnya tekanan pada reservoir sehingga produksi harian yang diperoleh menurun drastis jika dibandingkan dengan produksi di awal masa ditemukannya lapangan ini. Konsekuensi akhir yang dapat diterima adalah lapangan GEO berproduksi secara *intermittent* (menunggu terakumulasinya hidrokarbon didalam suatu sumur untuk kembali di produksi) dan produksi berhenti. Penentuan lapangan baru merupakan solusi agar produksi hidrokarbon dapat terus berlanjut.

Dengan memanfaatkan riwayat serta data dari lapangan GEO, penulis akan melakukan pemodelan zona prospek reservoir berdasarkan data seismik dan melakukan analisis petrofisika untuk mencari prospek reservoir baru dan menghitung perkiraan cadangan hidrokarbon di area *outstep* lapangan GEO. Yang menjadi dasar utama penelitian tersebut adalah keadaan geologi, stratigrafi dan petroleum sistem suatu daerah regional pasti banyak kemiripan.

B. Tujuan Penelitian

Tujuan penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Mengetahui pola persebaran reservoir berdasarkan analisis *Direct Hydrocarbon Indicators* (DHI) serta inversi impedansi akustik, dengan data geologi, stratigrafi, dan petroleum sistem regional sebagai data pendukung

2. Mengetahui properti reservoir berdasarkan analisis petrofisika (porositas, resistivitas air, saturasi air, permeabilitas dan ketebalan reservoir *netpay*) pada Formasi Baturaja.
3. Melakukan pemodelan peta struktur kedalaman, *isopach*, sebaran *acoustic impedance*, densitas, porositas dan saturasi air (S_w).
4. Menentukan perkiraan cadangan hidrokarbon pada reservoir area *outstep* berupa *Initial Gas In Place (IGIP)* berdasarkan persamaan volumetrik.

C. Batasan Masalah

Batasan masalah pada penelitian ini adalah interpretasi seismik inversi impedansi akustik yang dikombinasikan dengan *Direct Hydrocarbon Analysis (DHI)* untuk memperkirakan daerah sebaran reservoir, serta penentuan properti reservoir, nilai *cutoff* dan penentuan ketebalan *netpay* berdasarkan analisis petrofisika untuk mendapatkan cadangan hidrokarbon.

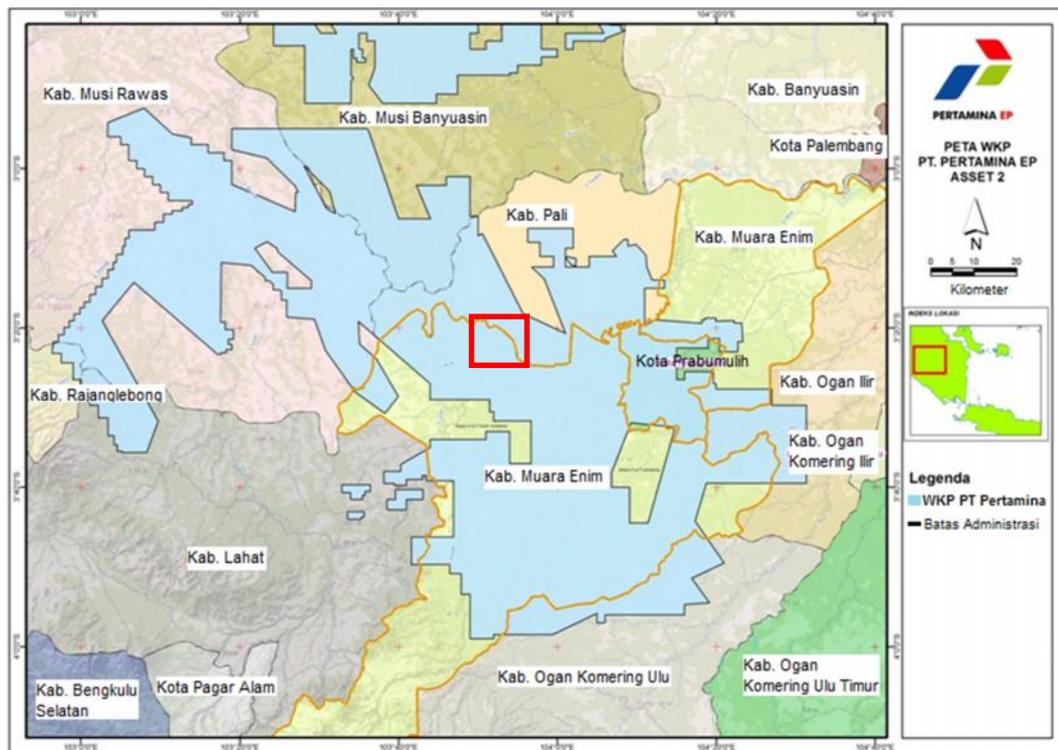
D. Manfaat

Manfaat dari penelitian ini adalah ditemukannya zona prospek reservoir baru beserta perkiraan total cadangan hidrokarbon yang terkandung didalamnya yang dapat digunakan sebagai acuan dalam pembuatan sumur eksplorasi dan pembukaan lapangan produksi baru.

II. TINJAUAN PUSTAKA

A. Letak dan Lokasi Penelitian

Penelitian ini dilaksanakan di departemen *Geology and Geophysics* PT. Pertamina EP Asset 2 Prabumulih dan Laboratorium Teknik Geofisika. Adapun daerah penelitian yakni lapangan Geo yang berada pada Cekungan Sumatera Selatan tepatnya pada sub Cekungan Palembang Selatan.

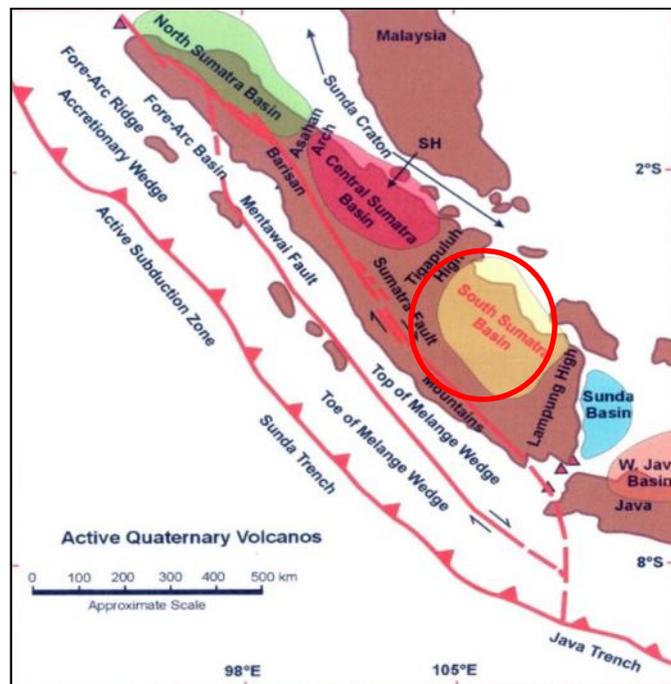


Gambar 1. Peta Kesampaian Daerah Penelitian (Laporan Internal PT. Pertamina EP Asset 2, 2015 dengan modifikasi)

B. Geologi Regional

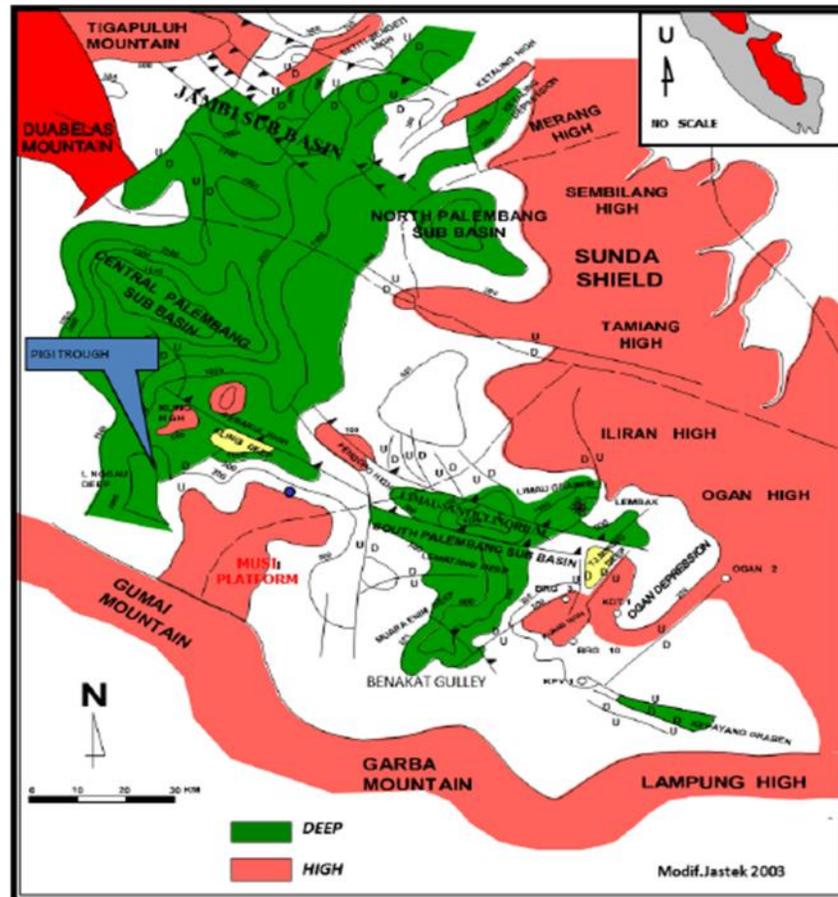
1. Letak Fisiografi Cekungan Sumatera Selatan

Lapangan Geo terletak di Cekungan Sumatera Selatan, yang secara fisiografis merupakan Cekungan Tersier berarah barat laut-tenggara yang dibatasi Sesar Semangko dan Bukit Barisan di sebelah barat daya, Paparan Sunda di sebelah timur laut, tinggian Lampung di sebelah tenggara yang memisahkan Cekungan tersebut dengan Cekungan Sunda, serta Pegunungan Dua Belas dan Pegunungan Tiga Puluh di sebelah barat laut yang memisahkan Cekungan Sumatera Selatan dengan Cekungan Sumatera Tengah. Cekungan Sumatera Selatan merupakan Cekungan busur belakang berumur Tersier yang terbentuk sebagai akibat adanya interaksi antara Paparan Sunda sebagai bagian dari Lempeng benua Asia dan Lempeng Samudera India (Dewi, dkk., 2013).



Gambar 2. Peta Cekungan Pulau Sumatera
(Hardiansyah, 2015)

Menurut Purwanto, dkk. (2015), secara struktural Cekungan Sumatera Selatan dibagi menjadi 4 sub Cekungan, yaitu:



Gambar 3. Pembagian sub-Cekungan pada Cekungan Sumatera Selatan (Purwanto, dkk., 2015)

- Sub Cekungan Jambi
- Sub Cekungan Palembang Utara

Sub Cekungan ini menunjukkan penampakan lapisan tipis Oligosen hingga Miosen Awal yang mengindikasikan kestabilan area tersebut pada kala tersebut. Konfigurasi batuan dasar dikontrol oleh dua struktur utama dengan arah timurlaut-baratdaya dan timurbarat, yang berkembang selama era awal Tersier yang membentuk sistim *graben*.

- Sub Cekungan Palembang Tengah
- Sub Cekungan Palembang Selatan

Sub Cekungan Palembang Selatan ini terletak di tepi baratdaya Cekungan Sumatra Selatan dan terletak antara Pegunungan Barisan dan Cekungan Palembang Tengah. Sub Cekungan ini, biasanya dibagi menjadi tiga komponen struktur yang berbeda. Komponen pertama adalah Meraksa-Kuang *High* yang merupakan daerah tertinggi pada subCekungan yang terdiri dari fragmen batuan dasar. Komponen kedua adalah Depresi Lematang, terletak di bagian utara Sesar Lematang, dan pada bagian baratdaya dibatasi oleh Pegunungan Gumai.

2. Tektonik Regional Cekungan Sumatera Selatan

Pulunggono, dkk. (1992) menjelaskan bahwa peristiwa tektonik yang berperan dalam perkembangan Pulau Sumatera dan Cekungan Sumatera Selatan digolongkan kepada 4 fase utama yaitu:

a. Fase Kompresi atau Fase *Rifting* (Jura –Kapur)

Fase ini berlangsung dari Kala Jura awal sampai Kapur. Tektonik ini menghasilkan Sesar mendatar dekstral berarah baratlaut – tenggara seperti Sesar Lematang, Kepayang, Saka, dan *trend* berarah utara – selatan, serta terjadi pergerakan mendatar dan intrusi granit berumur Jurasik – Kapur.

b. Fase Tensional (Kapur Akhir – Tersier Awal)

Fase tensional pada Kala Kapur Akhir sampai Tersier Awal yang menghasilkan Sesar normal dan Sesar tumbuh berarah utara – selatan dan

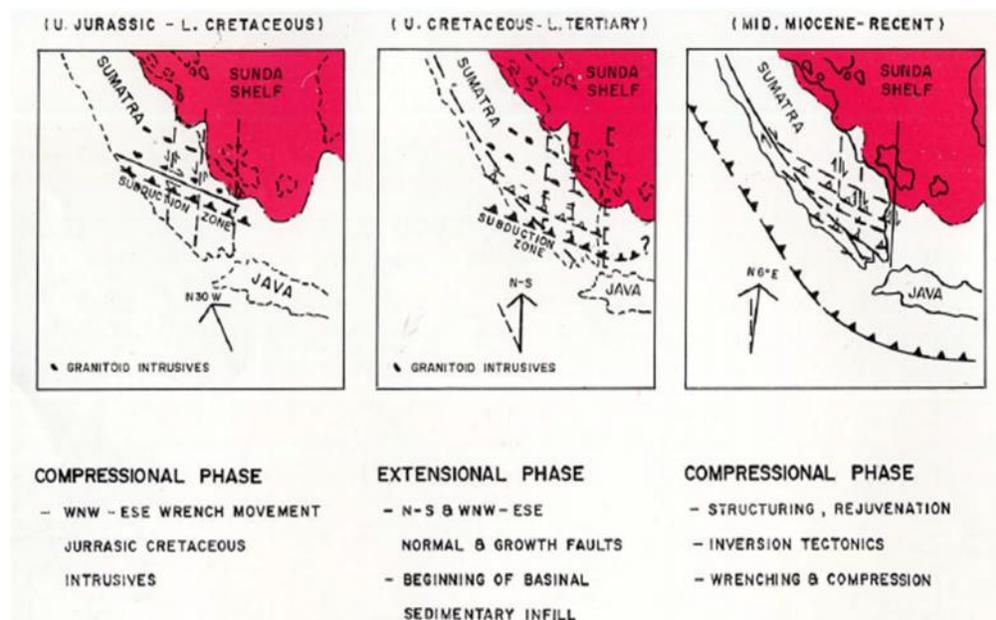
barat laut – tenggara. Sedimentasi mengisi Cekungan diatas batuan dasar bersamaan dengan kegiatan gunung api.

c. Fase *Sagging* (Fase Tektonik Miosen atau Intra Miosen)

Fase ketiga yaitu adanya aktivitas tektonik Miosen atau Intra Miosen menyebabkan pengangkatan tepi-tepi Cekungan dan diikuti pengendapan bahan-bahan klastika.

d. Fase Kompresional (Miosen – Pliosen)

Cekungan Sumatera Selatan mengalami peningkatan tektonik sebagai akibat tumbukan konvergensi Lempeng Samudra Hindia yang lebih kuat dengan Lempeng *Sundaland* pada akhir Miosen. Fase ini membentuk perlipatan-perlipatan, Sesar mendatar, reaktifasi Sesar berumur Paleogen, mereaktifasi struktur geologi yang lebih tua menjadi struktur *inverse (uplifted)* dan membentuk kompleks antiklinorium berarah tenggara – baratlaut.



Gambar 4. Fase Tektonik Cekungan Sumatera Selatan (Pulunggono, dkk., 1992)

Cekungan Sumatera Selatan telah mengalami tiga kali orogenesis, yakni pada zaman Mesozoikum Tengah, Kapur Akhir – Tersier Awal dan Plioplistosen. Setelah orogenesis terakhir dihasilkan kondisi struktur geologi regional seperti terlihat pada saat ini yaitu:

- Zone Sesar Semangko, merupakan hasil tumbukan antara Lempeng Sumatera Hindia dan Pulau Sumatera, akibat tumbukan ini gerak rotasi diantara keduanya.
- Perlipatan dengan arah utama baratlaut–tenggara, sebagai hasil efek gaya kopel Sesar Semangko.
- Sesar-Sesar yang berasosiasi dengan perlipatan dan Sesar-Sesar Pra Tersier yang mengalami peremajaan.

Menurut Muhartanto dan Iskandar (2006), Cekungan Sumatera Selatan secara umum dipengaruhi oleh 2 (dua) periode tektonik yang utama. Periode tektonik pertama adalah fase *rifting* yang terjadi pada Eosen hingga Oligosen, menghasilkan konfigurasi batuan dasar dengan arah *block faulting* baratlaut-tenggara dan *graben* berarah utara-selatan (*Benakat Gulley*) dalam Cekungan Sumatera Selatan. Periode tektonik kedua adalah fase kompresif pada akhir Pliosen atau awal Pleistosen, yang membentuk sebagian besar struktur dan menghasilkan Antiklinorium Palembang Utara, Antiklinorium Pendopo–Limau, Antiklinorium Muara Enim, dan Antiklinorium Pegunungan Gumai. Fase tektonik *rifting* (Eosen-Oligosen) mengakibatkan terbentuknya Sesar Kikim di sebelah timur, Sesar Klingi di sebelah barat, dan Sesar Lematang di sebelah Utara. Blok turun dari ketiga Sesar tersebut merupakan daerah depresi yang

dikenal sebagai Lematang/Muara Enim *Deep* dan Musi *Platform* yang berada pada blok naik sebagai *horst*. Selanjutnya, daerah tersebut mengalami deFormasi yang cukup kuat yang mengakibatkan daerah tersebut terangkat dan terlipat dengan sumbu perlipatan berarah relatif baratlaut – tenggara.

C. Stratigrafi Regional

Menurut Koesoemadinata dalam Septianingrum (2014), stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan pada umumnya mengalami suatu daur besar atau *megacycle* yang terdiri dari suatu transgresi yang diikuti oleh peristiwa regresi. Formasi yang terbentuk dalam fase transgresi dikelompokkan menjadi Kelompok Telisa yang terdiri atas Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, dan Formasi Gumai/Telisa.

Sedangkan yang terbentuk dalam fase regresi dikelompokkan menjadi Kelompok Palembang yang terdiri atas Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim dan Formasi Kasai. Sedangkan Formasi Lemat merupakan Formasi yang terdiri atas sedimen bukan laut yang diendapkan sebelum fase transgresi utama.

1. Batuan Dasar (Pra-Tersier dan Tersier Awal)

Batuan dasar atau *basement* yang ada Cekungan Sumatera Selatan terdiri atas pertemuan kompleks antara batuan beku, batuan metamorf, dan batuan sedimen, yang masing-masing memiliki umur dan komposisi yang berbeda-beda dengan konfigurasi batuan dasar berorientasi barat laut-tenggara. Batuan dasar yang paling tua diperkirakan merupakan bagian dari Lempeng mikro Malaka, yang membentang di bagian utara dan selatan dari Cekungan Sumatera Selatan ini.

2. Formasi Lemat / Lahat (Eosen Akhir – Oligosen Tengah)

Pengendapan di Cekungan Sumatera Selatan mulai berlangsung pada Eosen sampai Oligosen Awal. Endapannya dari hasil pemboran, terdiri dari sikuen klastik berbutir kasar, tufaan atau granit wash (Anggota Kikim), secara selaras ditumpangi oleh serpih, batulanau, batupasir, dan batubara yang diendapkan di lingkungan danau dan tepian danau (anggota Benakat). Formasi ini umumnya menipis atau hilang di bagian tepi *graben* dan pada tinggian intra-*graben*, tetapi ketebalannya dapat mencapai lebih dari 1000 m di sub-Cekungan Palembang Selatan dan Palembang Tengah.

3. Formasi Talang Akar (Oligosen Akhir – Miosen Awal)

Formasi yang terbentuk pada masa Oligosen akhir sampai Miosen awal ini tersusun atas batupasir dataran delta, batu lanau dan serpih yang terbentuk selama fase penurunan termal *syn-rift* akhir sampai *post-rift* awal dari evolusi tektonik Cekungan Sumatera Selatan, terjadi pengendapan fluviatil dan delta yang luas di hampir seluruh Cekungan. Suatu pola sedimentasi mulai dari sedimen *proximal* kaya pasir sampai sedimen *distal* miskin pasir dari lingkungan *meander* dan *overbanks* bersisian dengan sedimen-sedimen daerah tepi laut sampai sedimen laut seiring dengan menerusnya gejala penurunan Cekungan. Formasi Talang Akar terbentuk secara tidak selaras dengan tipe berupa *paraconformity* diatas Formasi Lemat atau Batuan Pra-Tersier dan selaras dibawah Formasi Gumai atau anggota Gamping Basal Gumai / Baturaja. Ketebalan Formasi Talang Akar berkisar antara 1500-2000 ft (460-610 m) didalam beberapa areal Cekungan.

4. Formasi Baturaja (Miosen Awal)

Formasi Baturaja tersusun atas batuan karbonat sedangkan bagian bawah umumnya tersusun atas serpih dengan lapisan tipis batugamping. Formasi ini terbentuk pada fase transgresi yang berlangsung menerus sampai Miosen awal dengan pengendapan serpih di daerah-daerah *graben* dan kondisi laut dangkal di daerah-daerah tinggian masuk ke Cekungan atau *intrabasinal* dan sebagian besar bagian timur Cekungan. Produksi karbonat besar-besaran terjadi pada saat ini dan menghasilkan pengendapan batugamping baik di bagian *platform* dari tepi Cekungan maupun sebagai terumbu di bagian tinggian masuk Cekungan atau *intra-basinal*. Reservoir karbonat berkualitas tinggi umum dijumpai di bagian selatan Cekungan, namun lebih sedikit di sub Cekungan Jambi. Formasi ini memiliki ketebalan berkisar antara 250-400 *feet* atau 76 -120 m yang umumnya dijumpai pada batugamping yang diakibatkan oleh relief topografi yang tidak teratur dari batuan Pra-Tersier

5. Formasi Gumai / Telisa (Miosen Awal-Tengah)

Formasi Gumai merupakan unit Tersier dengan penyebaran luas dan pengendapannya terjadi saat transgresi laut maksimum. Formasi ini dicirikan oleh serpih *fossiliferous* dan terdapat lapisan batugamping yang memiliki komposisi glaukonit. Pada tepi dan area paparan Cekungan dijumpai fasies laut dangkal tersusun atas batulanau, batupasir halus serta batugamping yang terdapat bersama serpih. Formasi Gumai terbentuk pada laut dangkal pada Kala Miosen Tengah dan Miosen Akhir, memiliki ketebalan berkisar antara 6000-9000 *feet* (1800-2700 meter).

6. Formasi Air Benakat (Miosen Tengah)

Formasi Air Benakat diendapkan secara selaras di atas Formasi Gumai dan merupakan awal terjadinya fase regresi. Formasi ini terdiri dari batulempung putih kelabu dengan sisipan batupasir halus, batupasir abu-abu hitam kebiruan, glaukonitan setempat terdapat komposisi lignit dan di bagian atas terdapat komposisi tufaan sedangkan bagian tengah kaya akan fosil foraminifera. Ketebalan Formasi Air Benakat bervariasi antara 100-1300 m.

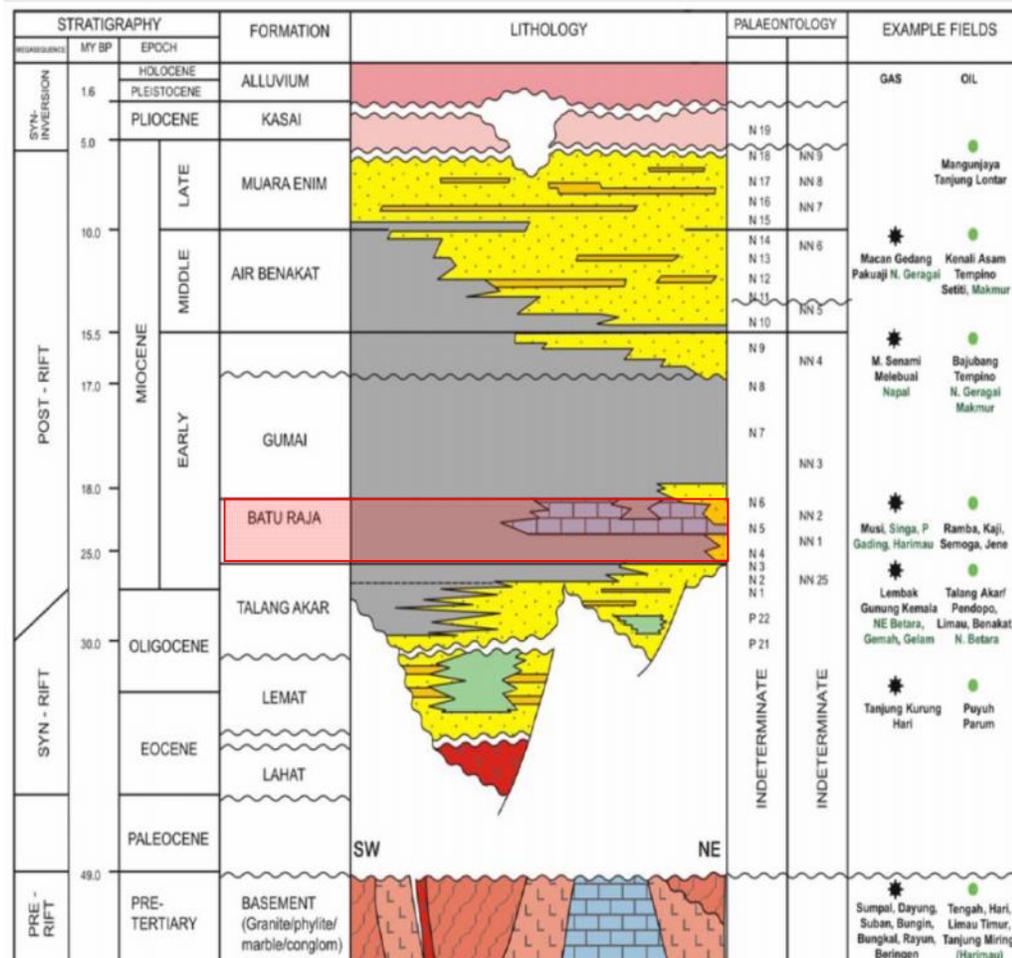
7. Formasi Muara Enim (Miosen Akhir-Pliosen Awal)

Formasi Muara Enim terdiri dari batupasir, batulempung, batulanau dan batubara. Batupasir pada Formasi ini dapat memiliki komposisi glaukonit dan debris vulkanik. Pada Formasi Muara Enim juga terdapat oksida besi berupa konkresi - konkresi dan kayu yang terfosilkan atau *silisified wood*. Sedangkan batubara yang terdapat pada disini umumnya berupa lignit. Formasi ini terbentuk pada tahap akhir dari fase regresi yang berumur Tersier. Sedimen Miosen Akhir di Cekungan Sumatera Selatan merekam suatu periode meningkatnya aktifitas vulkanisme dan munculnya Pegunungan Barisan, di sebelah barat, sebagai sumber utama input sedimen ke dalam Cekungan. Formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Air Benakat pada lingkungan laut dangkal, pada dataran delta dan *non marin*. Ketebalan Formasi ini 500-1000 m,

8. Formasi Kasai (Pliosen – Pleistosen)

Formasi yang terbentuk pada masa Pliosen sampai Pleistosen ini terdiri dari litologi batupasir tufan dan tefra riolitik di bagian bawah. Bagian atas terdiri

dari tufa *pumice* kaya kuarsa, batupasir, konglomerat, tufa pasiran dengan lensa rudit dengan keterdapatan *pumice* dan tufa berwarna abu-abu kekuningan, banyak dijumpai sisa tumbuhan dan lapisan tipis lignit serta kayu yang terkarsikan. Selama Pliosen, vulkanisme besar-besaran di Pegunungan Barisan menyebabkan semakin meningkatnya komponen volkaniklastik dan regresi yang terjadi menghasilkan kondisi lingkungan darat di sebagian besar Sumatera Selatan. Formasi Kasai diendapkan secara selaras di atas Formasi Muara Enim dengan ketebalan 850 – 1200 m.



Gambar 5. Skema Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan
(Ginger dan Fielding, 2005)

D. Potensi Hidrokarbon dan Petroleum Sistem

Menurut Bishop (2001) Cekungan Sumatera Selatan memiliki potensi besar cadangan hidrokarbon. Hal ini sesuai dengan *petroleum system* pada Cekungan Sumatera Selatan, dimana:

a. Batuan Induk (*Source Rock*)

Hidrokarbon pada Cekungan Sumatera Selatan diperoleh dari batuan induk *lacustrine* Formasi Lahat dan batuan induk *terrestrial coal* dan *coaly shale* pada Formasi Talang Akar. Batuan induk *lacustrine* diendapkan pada kompleks *half-graben*, sedangkan *terrestrial coal* dan *coaly shale* secara luas pada batas *half-graben*. Selain itu pada batu gamping Formasi Batu Raja dan *shale* dari Formasi Gumai memungkinkan juga untuk dapat menghasilkan hidrokarbon pada area lokalnya. Formasi Batu Raja dan Formasi Gumai berada dalam keadaan matang hingga awal matang pada generasi gas termal di beberapa bagian yang dalam dari Cekungan, oleh karena itu dimungkinkan untuk menghasilkan gas pada *petroleum system*.

b. Reservoir

Pada Cekungan Sumatera Selatan, beberapa Formasi dapat menjadi reservoir yang efektif untuk menyimpan hidrokarbon, antara lain adalah pada *basement*, Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Batu Raja, dan Formasi Gumai. Sedangkan untuk sub Cekungan Palembang Selatan produksi hidrokarbon terbesar berasal dari Formasi Talang Akar dan Formasi Batu Raja. *Basement* yang berpotensi sebagai reservoir terletak pada daerah *uplifted* dan *paleohigh* yang didalamnya mengalami rekahan dan pelapukan. Batuan

pada *basement* ini terdiri dari granit dan kuarsit yang memiliki porositas efektif sebesar 7%. Pada reservoir karbonat Formasi Batu Raja, pada bagian atas merupakan zona yang *porous* dibandingkan dengan bagian dasarnya yang relatif ketat (*tight*). Porositas yang terdapat pada Formasi Batu Raja berkisar antara 10-30% dan permeabilitasnya sekitar 1 Darcy.

c. Batuan Penutup (*Seal*)

Batuan penutup Cekungan Sumatra Selatan secara umum berupa lapisan *shale* cukup tebal yang berada di atas reservoir Formasi Talang Akar dan Gumai itu sendiri (*intraformational seal rock*). *Seal* pada reservoir batu gamping Formasi Batu Raja juga berupa lapisan *shale* yang berasal dari Formasi Gumai. Pada reservoir batupasir Formasi Air Benakat dan Muara Enim, *shale* yang bersifat *intraformational* juga menjadi *seal rock* yang baik untuk menjebak hidrokarbon.

d. *Trap*

Jebakan hidrokarbon utama diakibatkan oleh adanya antiklin dari arah barat laut ke tenggara dan menjadi jebakan yang pertama dieksplorasi. Antiklin ini dibentuk akibat adanya kompresi yang dimulai saat awal miosen dan berkisar pada 2-3 juta tahun yang lalu.

Selain itu jebakan hidrokarbon pada Cekungan Sumatra Selatan juga diakibatkan karena struktur. Tipe jebakan struktur pada Cekungan Sumatra Selatan secara umum dikontrol oleh struktur-struktur tua dan struktur lebih muda. Jebakan struktur tua ini berkombinasi dengan Sesar naik sistem *wrench fault* yang lebih muda. Jebakan struktur tua juga berupa Sesar normal regional

yang menjebak hidrokarbon. Sedangkan jebakan struktur yang lebih muda terbentuk bersamaan dengan pengangkatan akhir Pegunungan Barisan.

e. Migrasi

Migrasi hidrokarbon terjadi secara horisontal dan vertikal dari *source rock* serpih dan batubara pada Formasi Lahat dan Talang Akar. Migrasi horisontal terjadi di sepanjang kemiringan *slope*, yang membawa hidrokarbon dari *source rock* dalam kepada batuan reservoir dari Formasi Lahat dan Talang Akar sendiri. Migrasi vertikal dapat terjadi melalui rekahan-rekahan dan daerah Sesar turun mayor. Terdapatnya resapan hidrokarbon di dalam Formasi Muara Enim dan Air Benakat adalah sebagai bukti yang mengindikasikan adanya migrasi vertikal melalui daerah Sesar kala Pliosen sampai Pliostosen.

E. Klasifikasi Batuan Karbonat

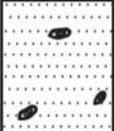
Dalam bukunya yang berjudul *Geology Of Carbonate Reservoirs*, Ahr (2008) menjelaskan bahwa ada beberapa klasifikasi batuan karbonat menurut para ahli terkemuka, diantaranya:

1. Klasifikasi Dunham

Klasifikasi Dunham didasarkan pada tekstur deposisi dari batugamping. Karena menurut Dunham, dalam sayatan tipis, tekstur deposisional merupakan aspek yang tetap. Dasar yang dipakai oleh Dunham untuk menentukan tingkat energi adalah fabrik batuan. Bila batuan bertekstur *mud supported* diinterpretasikan terbentuk pada energi rendah karena Dunham beranggapan lumpur karbonat hanya terbentuk pada lingkungan yang berarus tenang.

Sebaliknya Dunham berpendapat bahwa batuan dengan fabrik *grain supported* terbentuk pada energi gelombang kuat sehingga hanya komponen butiran yang dapat mengendap.

Batugamping dengan kandungan beberapa butir (< 10 %) di dalam matriks Lumpur karbonat disebut *mudstone*, dan bila *mudstone* tersebut mengandung butiran tidak saling bersinggungan disebut *wackestone*. Lain halnya bila antar butirannya saling bersinggungan disebut *packstone* atau *grainstone*; *packstone* mempunyai tekstur *grain-supported* dan biasanya memiliki matriks *mud*. Dunham memakai istilah *boundstone* untuk batugamping dengan fabrik yang mengindikasikan asal-usul komponen-komponennya yang direkatkan bersama selama proses deposisi (misalnya: pengendapan lingkungan terumbu).

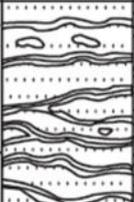
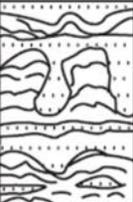
Depositional Texture Recognizable					Depositional Texture Not Recognizable (Subdivide according to classifications designed to bear on physical texture or diagenesis.) Crystalline Carbonate
Original Components Not Bound Together During Deposition			Original components were bound together during deposition, as shown by intergrown skeletal matter, lamination contrary to gravity, or sediment-floored cavities that are roofed over by organic or questionably organic matter and are too large to be interslices.		
Contains mud (particles of clay and fine silt size, less than 20 microns)		Grain-supported			
Mud-supported	Grain-supported				
Less than 10 percent grains	More than 10 percent grains	More than * 10 percent mud	Less than * 10 percent mud		
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Boundstone	
					

Gambar 6. Klasifikasi Karbonat menurut Dunham (Ahr, 2008)

Klasifikasi Dunham memiliki kemudahan dan kesulitan. Kemudahannya adalah tidak perlunya menentukan jenis butiran dengan detail karena tidak menentukan dasar nama batuan. Kesulitan adalah di dalam sayatan petrografi, fabrik yang menjadi dasar klasifikasi kadang tidak selalu terlihat jelas karena di

dalam sayatan hanya memberi kenampakan dua dimensi, oleh karena itu harus dibayangkan bagaimana bentuk amensi batumannya agar tidak salalj dalam penafsirannya.

2. Klasifikasi Embry dan Klovan

Allochthonous		Autochthonous		
Original components not organically bound during deposition		Original components organically bound during deposition		
> 10% grains > 2 mm				
Matrix supported	Supported by >2 mm component	By organisms that act as baffles	By organisms that encrust and bind	By organisms that build a rigid framework
Floatstone	Rudstone	Bafflestone	Bindstone	Framestone
				

Gambar 7. Klasifikasi Karbonat menurut Embry dan Klovan (Ahr, 2008)

Embry dan Klovan mengembangkan klasifikasi Dunham dengan membagi *batugamping* menjadi dua kelompok besar yaitu *autochthonous limestone* dan *allochthonous limestone* berupa batugamping yang komponen-komponen penyusunnya tidak terikat secara organik selama proses deposisi.

Pembagian *allochthonous* dan *autochthonous limestone* oleh Embry dan Klovan telah dilakukan oleh Dunham hanya saja tidak terperinci. Dunham hanya memakainya sebagai dasar pengklasifikasiannya saja antara batugamping yang tidak terikat (*packstone, mudstone, wackestone, grainstone*) dan terikat

(*boundstone*) ditegaskan. Sedangkan Embry dan Klovan membagi lagi *boundstone* menjadi tiga kelompok yaitu *framestone*, *bindstone*, dan *bafflestone*, berdasarkan atas komponen utama terumbu yang berfungsi sebagai perangkap sedimen. Selain itu juga ditambahkan nama kelompok batuan yang mengandung komponen berukuran lebih besar dari 2 cm > 10 %. Nama yang mereka berikan adalah *rudstone* untuk *component-supported* dan *floatstone* untuk *matrix supported*.

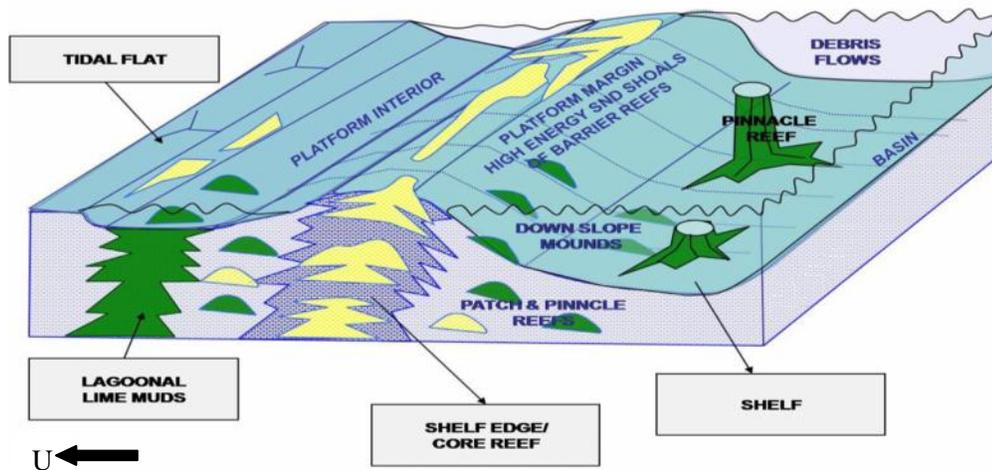
F. Fasies Karbonat dan Analisis Stratigrafi Karbonat Baturaja

Menurut Hsu dan Reijers dalam Susilowati dan Sutoyo (2009), fasies dalam batuan karbonat adalah suatu kumpulan ciri-ciri yang berhubungan dengan sedimen, paleontologi, petrografi dan kehadiran kimia, yang merefleksikan keaktifan proses di lingkungan pengendapan dan diagenetik.

Fasies adalah aspek fisika, kimia atau biologi suatu endapan dalam kesamaan waktu, dua tubuh batuan yang diendapkan pada waktu yang sama dikatakan berbeda fasies, kalau kedua batuan tersebut berbeda secara fisik, kimia atau biologinya.

Pada daerah penelitian Lapangan Geo, Cekungan Sumatera Selatan, penulis menginterpretasikan empat fasies pada interpretasi data seismik yaitu:

- *Fasies Shelf*
- *Fasies Shelf edge/Core reef*
- *Fasies Lagoon*
- *Fasies Tidal Flat*



Gambar 8. Model Fasies Pembentukan Karbonat Baturaja (Susilowati dan Suyoto, 2009)

Fasies *Core reef* (Gambar 8) akan menghasilkan *reef build up* yang bersifat *porous* yang terbentuk akibat adanya kehidupan terumbu. Ditinjau dari segi ekologi, organisme pembentuk terumbu dapat berkembang dengan baik pada daerah dangkal dengan sirkulasi air yang baik, salinitas normal, temperatur hangat dan air laut bersih (tidak dikotori sedimen). *Reef build up* merupakan indikasi adanya reservoir hidrokarbon pada lingkungan pengendapan karbonat.

G. Sistem Pengendapan Karbonat Baturaja

Karbonat Baturaja ini terjadi pada lingkungan pengendapan *platform*. Proses ini dibagi menjadi lima proses sedimentasi, yaitu:

- Proses sedimentasi siklus pertama

Tahap pertama diawali adanya perubahan muka air laut naik dan batugamping klastik diendapkan pada lingkungan *Tidal flat*. Formasi Baturaja secara selaras diendapkan diatas Formasi Talangakar yang berumur Miosen Awal. Pada umur Miosen Awal diendapkan batugamping klastik berlapis di

lingkungan fasies *Tidal flat* dengan litologi batuan *Grainstone*, *Packstone*. Batugamping klastik siklus satu ini merupakan awal dari pertumbuhan Baturaja pada lingkungan *shallow marine*. (laut dangkal)

- Proses sedimentasi siklus kedua

Lingkungan ini (proses sedimentasi siklus kedua) dimana terumbu mulai tumbuh pada bagian timur, ini merupakan awal pertumbuhan *Reef* dilingkungan *shelf edge (core reef)*, *Boundstone* yang tumbuh secara selaras pada lingkungan pengendapan *Tidal flat* yang mempunyai litologi batuan *Packstone* dan *Grainstone* dapat dilihat pada Pertumbuhan terumbu ini mengikuti perubahan muka air laut (*aggradation*) pengendapan yang seimbang antara sedimen *supply* dengan *accommodation space*. Proses ini berkembang terus dan *sea level rise* mencapai puncaknya. Untuk selanjutnya penurunan muka air laut terumbu muncul. Namun terumbu masih mampu hidup pertumbuhan, dan penenggelaman terjadi kembali. Setelah itu diendapkan secara vertikal batugamping klastik yang mempunyai litologi *Mudstone* dan *Wackstone* dilingkungan pengendapan *Lagoon*, diikuti secara selaras ke arah barat muncul pengendapan *Fasies Tidal flat* berkembang dengan baik.

- Proses sedimentasi siklus ketiga

Tahap ketiga genang laut mengawali proses yang berikut ini mengakibatkan tergenangnya kembali *platform* dan terumbu berkembang lagi. Kehidupan yang berikut ini rupannya pada awalnya mampu mengikuti perubahan muka air yang terus melaju ke arah daratan ini menjadikan pertumbuhan *reef*. Dengan demikian, Cekungan yang semula dangkal atau *platform*, berubah menjadi lebih

dalam, kemudian secara selaras terendapkan diatas *Fasies Shelf edge / Core reef*, karbonat tipe klastik ini ialah mudstone dan wackstone sebagai hasil dari gempuran gelombang terhadap morfologi terumbu.

Terumbu yang semula hidup namun kurang mampu untuk mengikuti laju genang laut mati kembali, pertumbuhan *reef* pada akhirnya mati lagi karena penenggelaman *platform* yang terus melaju.

- Proses sedimentasi siklus Keempat

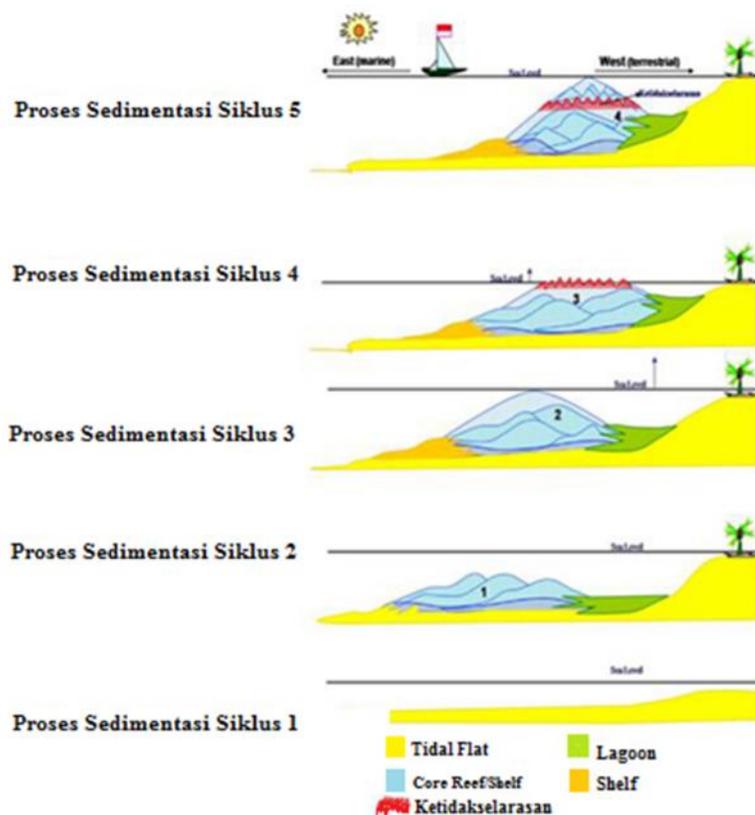
Pada siklus ini muka air laut turun *Sea level fall* terjadi proses regresi, setelah itu muncul *reef* siklus ketiga. Korelasi stratigrafi pada siklus empat dimulai dengan Lingkungan *Shelf* yang diendapkan selaras diatas lingkungan pengendapan *Shelf edge/Core reef*, setelah itu secara selaras terendapkan Fasies *Shelf edge/Core reef* diatas fasies *lagoon* kemudian muncul fasies *lagoon* diatas pengendapan *Fasies Tidal flat*, fasies ini berkembang dengan baik.

Pada saat itu terjadi proses diagenesa (*karstifikasi*) sehingga terdapat bidang ketidakselarasan yang terletak diantara dua batuan sedimen dimana perlapisan dibawah dan diatas bidang ketidakselarasan mempunyai kedudukan yang sama, sedang kedua batuan tersebut dibatasi dengan bidang erosi. Selanjutnya terjadi proses sedimentasi pada *fasies lagoonal* dan fasies tidal flat diikuti dengan proses sedimentasi pada *fasies shelf*.

- Proses sedimentasi siklus kelima

Siklus kelima merupakan periode terakhir dari proses sedimentasi karbonat batugamping klastik. Dimana terjadi kenaikan muka air laut *sea level rise*, saat itu morfologi *karst* tenggelam dibawah muka air laut setelah itu muncul *reef*

diatas batugamping *karst*, *reef* menumpang di atas *karst* yang segera mengakhiri pengendapan ini, dimana karbonat muncul ke permukaan hingga sekarang. Kemudian proses sedimentasi terjadi dilingkungan fasies *lagoon*, *tidal flat* dan *fasies shelf* dengan teksture packstone (*Fasies Shelf*) kemudian secara selaras diatasnya terendapkan *Fasies shelf edge / Core reef* kemudian secara berturut-turut diendapkan *Fasies Lagoon*, selanjutnya diendapkan lagi diatas lingkungan pengendapan darat yaitu *Tidal flat* yang merupakan hasil akhir sampai saat ini dan diepisode ini Baturaja sudah tidak berkembang lagi (Susilowati dan Sutoyo, 2009).



Gambar 9. Siklus Sedimentasi Karbonat Baturaja (Susilowati dan Sutoyo, 2009)

III. TEORI DASAR

A. Seismik Refleksi

Pada dasarnya metode seismik refleksi dilakukan dengan cara membuat ledakan (getaran) pada suatu titik tembak (*shotpoint*) yang berfungsi sebagai sumber energi. Gelombang yang dihasilkan oleh sumber getaran tersebut merambat ke bawah permukaan bumi, lalu dipantulkan kembali ke permukaan oleh bidang pantul (*reflector*) yang merupakan bidang batas perlapisan. Gelombang yang dipantulkan tersebut ditangkap oleh alat penerima (*receiver*) yang berada di permukaan dan diteruskan untuk direkam oleh instrumen perekaman. Hasil rekaman tersebut kemudian diproses untuk menghasilkan penampang seismik baik p2D maupun 3D yang merepresentasikan struktur bawah permukaan bumi, kemudian data tersebut diinterpretasi untuk memprediksi keberadaan hidrokarbon.

Dalam penjalarnya, apabila gelombang seismik menumbuk bidang batas antara dua medium yang memiliki sifat-sifat fisis berbeda maka gelombang tersebut sebagian akan dipantulkan dan sebagian lagi akan diteruskan. Hal-hal yang menjadi dasar pada pemantulan dan pembiasan gelombang adalah:

- Asas Fermat

Asas ini dikemukakan oleh Pierre de Fermat (1601-1665), seorang Matematikawan Perancis. Fermat menyatakan bahwa gelombang menjalar

dari suatu titik ke titik lain melalui jalan tersingkat waktu penjarannya.

- Prinsip Huygens

Prinsip Huygens menyatakan bahwa titik-titik yang dilewati gelombang akan menjadi sumber gelombang baru. *Front* gelombang yang menjalar menjauhi sumber adalah superposisi *front* gelombang yang dihasilkan oleh sumber gelombang baru tersebut.

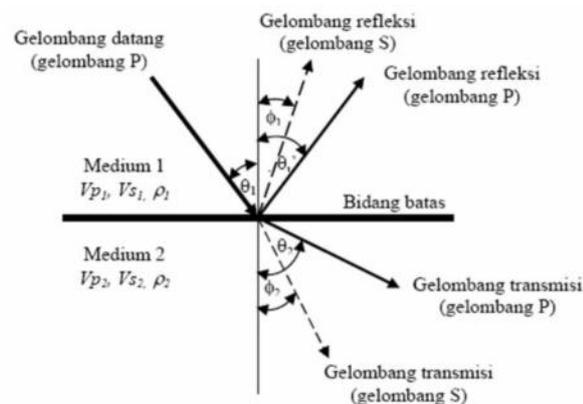
- Hukum Snellius

Hukum Snellius menyatakan bahwa:

1. Sinar datang, sinar bias, sinar pantul terletak pada satu bidang datar
2. Perbandingan antara sinus sudut datang dan sinus sudut bias sama dengan perbandingan antara kecepatan medium pertama dengan medium kedua.

$$\frac{\sin i}{V} = \text{konstan} \dots\dots\dots 1$$

dengan i adalah sudut datang, sudut pantul, dan sudut bias gelombang, dan V adalah kecepatan gelombang dalam medium. Penjelasan mengenai pemantulan dan pembiasan gelombang yang memenuhi hukum Snellius dibidang batas antar medium ditunjukkan pada **Gambar 10** berikut:



Gambar 10. Pemantulan dan Pembiasan pada Bidang Batas Dua Medium untuk Gelombang P (Latif, dkk., 2013)

Lintasan gelombang tersebut mengikuti hukum Snellius, yaitu:

$$\frac{\sin\theta_1}{V_{P1}} = \frac{\sin\theta'_1}{V_{P1}} = \frac{\sin\theta_2}{V_{P2}} = \frac{\sin\phi_1}{V_{S1}} = \frac{\sin\phi_2}{V_{S2}} = p \dots\dots\dots 2$$

Dimana:

p = parameter gelombang

θ_1 = θ_1

θ_1 = sudut datang gelombang P

θ_1 dan θ_2 = sudut pantul dan sudut bias gelombang P

θ_1 dan θ_2 = sudut pantul dan sudut bias gelombang S

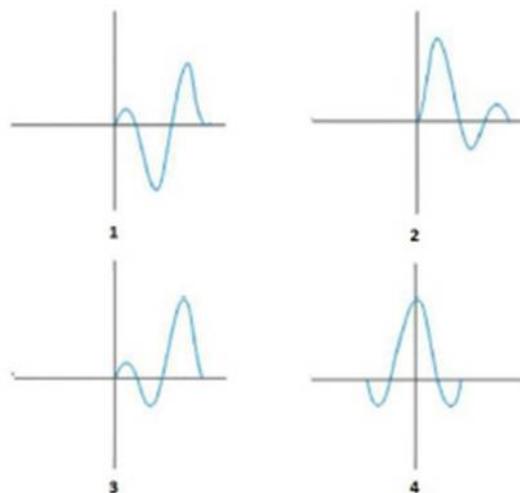
V_{P1} dan V_{P2} = kecepatan gelombang P pada medium pertama dan kedua

V_{S1} dan V_{S2} = kecepatan gelombang S pada medium pertama dan kedua

(Latif, dkk., 2013)

1. Wavelet

Menurut Situmeang (2012), *Wavelet* adalah gelombang harmonik yang mempunyai interval amplitudo, frekuensi, dan fasa tertentu. Berdasarkan konsentrasi energinya *wavelet* dapat dibagi menjadi 4 jenis yaitu:



Gambar 11. Jenis *Wavelet* berdasarkan Konsentrasi Energinya (Situmeang, 2012)

- *Zero Phase Wavelet*

Wavelet berfase nol (*zero phase wavelet*) mempunyai konsentrasi energi maksimum di tengah dan waktu tunda nol, sehingga *wavelet* ini mempunyai resolusi dan *standout* yang maksimum. *Wavelet* berfase nol (disebut juga *wavelet* simetris) merupakan jenis *wavelet* yang lebih baik dari semua jenis *wavelet* yang mempunyai *spectrum amplitude* yang sama.

- *Minimum Phase Wavelet*

Wavelet berfase minimum (*minimum phase wavelet*) memiliki energi yang terpusat pada bagian depan. Dibandingkan jenis *wavelet* yang lain dengan spektrum amplitudo yang sama, *wavelet* berfase minimum mempunyai perubahan atau pergeseran fasa terkecil pada tiap-tiap frekuensi. Dalam terminasi waktu, *wavelet* berfase minimum memiliki waktu tunda terkecil dari energinya.

- *Maximum Phase Wavelet*

Wavelet berfase maksimum (*maximum phase wavelet*) memiliki energi yang terpusat secara maksimal dibagian akhir dari *wavelet* tersebut, jadi merupakan kebalikan dari *wavelet* berfase minimum.

- *Mixed Phase Wavelet*

Wavelet berfase campuran (*mixed phase wavelet*) merupakan *wavelet* yang energinya tidak terkonsentrasi di bagian depan maupun di bagian belakang.

Selain itu, terdapat jenis *wavelet* model yang biasanya dipakai dalam proses pembuatan seismogram sintetis yaitu *wavelet ricker* dan *wavelet* trapezoid atau *bandpass*.

Wavelet ricker merupakan jenis *wavelet* model dengan fasa nol yang menggunakan frekuensi dominan yang dilepaskan ke bumi pada penampang seismik. Frekuensi dominan pada penampang seismik dilihat dari spektrum amplitudo hasil dari ekstraksi *wavelet*. Pada proses pengikatan seismik dengan sumur (*well seismic tie*), *wavelet* model digunakan apabila memiliki nilai koefisien korelasi yang lebih baik dari pada metode *wavelet* ekstraksi.

Wavelet trapezoid atau *bandpass* termasuk kedalam *wavelet* model yang merupakan filter seismik yang digunakan ketika pengolahan data seismik yang berarti frekuensi yang dilepaskan ke bumi. Parameter yang digunakan pada *wavelet* ini adalah F1 (*low cut frequency*), F2 (*low pass frequency*), F3 (*high pass frequency*), dan F4 (*high cut frequency*).

Menurut Ariadmana dalam Situmeang (2012), jenis dan tahapan dalam pembuatan (ekstraksi) *wavelet* adalah sebagai berikut:

- Ekstraksi *Wavelet* Secara Teoritis

Wavelet ini dibuat sebagai *wavelet* awal untuk menghasilkan seismogram sintetik. Seismogram sintetik ini kemudian diikatkan dengan data seismik dengan bantuan *checkshot*. Apabila ternyata *checkshot* sumur itu tidak ada, maka korelasi dilakukan dengan cara memilih *event-event* target pada sintetik dan menggesernya pada posisi *event-event* data seismik (*shifting*). Korelasi yang dihasilkan dengan cara ini biasanya kurang bagus karena *wavelet* yang digunakan bukan *wavelet* dari data seismik.

- Ekstraksi *Wavelet* Secara Statistik dari Data Seismik

Jenis ekstraksi *wavelet* selanjutnya adalah ekstraksi *wavelet* dari data seismik secara statistik. Ekstraksi dengan cara ini hanya menggunakan

data seismik dengan masukan posisi serta *window* waktu target yang akan diekstrak. Untuk memperoleh korelasi yang lebih baik, maka dilakukan *shifting* pada *event-event* utama. Jika perlu dilakukan *stretch* dan *squeeze* pada data sintetik. Namun karena *stretch* dan *squeeze* sekaligus akan merubah data *log*, maka yang direkomendasikan hanyalah *shifting* saja. Biasanya, korelasi yang didapatkan dengan cara statistik dari data seismik akan lebih besar bila dibandingkan dengan *wavelet* teoritis.

- Ekstraksi *Wavelet* Secara Deterministik

Ekstraksi *wavelet* dengan cara ini akan memberikan *wavelet* yang akan lebih mendekati *wavelet* sebenarnya dari data seismik. Ekstraksi ini dilakukan terhadap data seismik sekaligus dengan kontrol data sumur, sehingga akan memberikan *wavelet* dengan fasa yang tepat. Namun ekstraksi ini hanya akan memberikan hasil yang maksimal jika data sumur sudah terikat dengan baik. Ekstraksi *wavelet* secara statistik dan pengikatan yang baik sangat diperlukan untuk mendapatkan hasil ekstraksi *wavelet* secara deterministik dengan kualitas yang baik. Untuk menghasilkan sintetik dengan korelasi optimal, maka dilakukan *shifting* dan bila diperlukan maka dapat dilakukan *stretch* dan *squeeze*, akan tetapi hal tersebut tidak dianjurkan.

2. *Trace*

Menurut Russel dalam Alfin (2016), setiap *trace* seismik merupakan hasil konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik ditambah dengan komponen *noise*. Dalam bentuk persamaan dapat dituliskan sebagai berikut (tanda * menyatakan konvolusi):

$$S(t) = w(t) * r(t) + n(t) \dots\dots\dots 3$$

dimana : $S(t)$ = Trace seismik

$w(t)$ = Wavelet seismik

$r(t)$ = Reflektivitas bumi, dan

$n(t)$ = Noise

3. Hubungan Kecepatan Gelombang P (V_p) dengan Densitas (ρ)

Dalam Fahrullah (2014) dijelaskan mengenai hubungan antara gelombang P (V_p) dan densitas (ρ) yang diperkenalkan oleh Gardner pada tahun 1974 berdasarkan data percobaan di laboratorium. Hubungan ini dikenal dengan relasi Gardner:

$$\rho = \alpha V_p^\beta \dots\dots\dots 4$$

Dimana:

ρ = Densitas bulk (g/cm³) = 0,23

V_p = Kecepatan gelombang P (ft/s) = 0,25

4. Impedansi Akustik

Impedansi akustik (AI) adalah sifat batuan yang dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan, dan temperatur. AI dapat digunakan sebagai indikator litologi, porositas, hidrokarbon, pemetaan litologi, pemetaan saluran aliran sampai alat kuantitatif karakter reservoir. Impedansi akustik dirumuskan dengan:

$$AI = \rho \cdot v \dots\dots\dots 5$$

Dimana: AI = Impedansi akustik (m/s*gr/cm³)

V_p = Kecepatan gelombang (m/s)

ρ = Densitas bulk (g/cm³)

Impedansi akustik sebagai hasil inversi akan melihat objek bawah permukaan tersebut sebagai lapisannya sendiri. Oleh karena itu, makan tampilan AI akan lebih mendekati dunia rill dan lebih mudah dipahami. Harga kontras AI dapat diperkirakan dari amplitude refleksinya, semakin besar amplitudonya semakin besar refleksi dan kontras AI -nya (Sukmono dan Abdullah, 2001 dalam Bahar, 2016).

5. Koefisien refleksi

Koefisien refleksi merupakan perbandingan dari amplitudo gelombang pantul (AI) dengan amplitudo gelombang datang ($A0$). Koefisien refleksi tergantung pada beberapa faktor, yaitu: perbedaan nilai densitas (ρ), kecepatan gelombang kompresi (Vp), dan sudut datang gelombang seismik. Koefisien refleksi dengan sudut datang nol derajat adalah besarnya koefisien refleksi untuk gelombang yang datang tegak lurus terhadap bidang pemantul. Nilai koefisien refleksi gelombang P pada sudut datang nol adalah :

$$K_{RO} = \frac{A_1}{A_0} = \frac{\rho_{(i+1)}V_{P(i+1)} - \rho_i V_{Pi}}{\rho_{(i+1)}V_{P(i+1)} + \rho_i V_{Pi}} \dots\dots\dots 6$$

atau

$$K_{RO} = \frac{AI_{(i+1)} - AI_i}{AI_{(i+1)} + AI_i} \dots\dots\dots 7$$

Dimana

KR = koefisien refleksi

$A0$ = amplitudo gelombang datang

AI = amplitudo gelombang pantul

O = sudut datang nol derajat

i = densitas medium i

ρ_{i+1} = densitas medium $i+1$

V_{pi} = kecepatan gelombang P pada medium i

V_{pi+1} = kecepatan gelombang P pada medium $i+1$

$Z_i = \rho_i V_{pi}$ = nilai impedansi akustik pada lapisan ke i

$Z_{i+1} = \rho_{i+1} V_{p(i+1)}$ = nilai impedansi akustik pada lapisan ke $i+1$

(Situmeang, 2012).

6. Resolusi Seismik

Resolusi berkaitan dengan seberapa dekat lapisan yang masih bisa dipisahkan. Tolak ukur untuk resolusi vertikal adalah panjang gelombang yang dominan, yang merupakan kecepatan gelombang dibagi oleh frekuensi dominan. Sedangkan tolak ukur untuk resolusi lateral yaitu *Fresnel zone*, area melingkar pada reflektor yang ukurannya tergantung pada kedalaman reflektor, kecepatan diatas reflektor dan frekuensi dominan.

- Resolusi Vertikal

Resolusi vertikal seismik berhubungan dengan nilai-nilai kecepatan, frekuensi dan panjang gelombang yang dirumuskan:

$$\lambda = v/f \dots\dots\dots 8$$

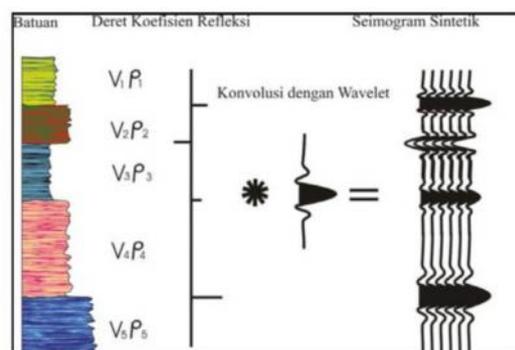
Ketebalan minimum tubuh batuan untuk dapat memberikan refleksi sendiri bervariasi antara $1/8 - 1/30$. Resolusi vertikal tubuh batuan setara dengan $1/4$ dalam waktu bolak-balik. Hanya batuan yang mempunyai ketebalan diatas $1/4$ yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik. Ketebalan itu disebut dengan ketebalan *tunning*. Dengan bertambahnya kedalaman, dimana kecepatan bertambah tinggi dan frekuensi bertambah kecil maka ketebalan *tunning* bertambah besar.

- Resolusi Lateral

Suatu titik refleksi berasal dari daerah dimana terjadi antara muka gelombang dan bidang reflektor. Zona Fresnel adalah bagian dari reflektor dimana energi gelombang direfleksikan setelah setengah dari siklus atau seperempat panjang gelombang setelah terjadinya refleksi pertama. Zona Fresnel menunjukkan dimensi lateral suatu benda yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik (Bahar, 2016).

7. Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah rekaman seismik buatan yang dibuat dari data *log* kecepatan dan densitas. Data kecepatan dan densitas membentuk fungsi koefisien refleksi yang selanjutnya dikonvolusikan dengan *wavelet*. Seismogram sintetik dibuat untuk mengkorelasikan antara informasi sumur (litologi, umur, kedalaman, dan sifat-sifat fisis lainnya) terhadap *trace* seismik guna memperoleh informasi yang lebih lengkap dan komprehensif.



Gambar 12. Seismogram Sintetik sebagai hasil dari konvolusi Koefisien Refleksi terhadap *Wavelet* (Alfin, 2016)

B. Metode Inversi Seismik

Menurut Sukmono dalam Yuzariyadi, 2012, metode inversi seismik merupakan suatu teknik untuk membuat model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai *input* dan data sumur sebagai kontrol.

Metode inversi seismik terbagi atas inversi *pre stack* dan inversi *post stack*. Inversi *pre stack* terdiri atas inversi amplitudo (*AVO = Amplitude Versus Offset*) dan inversi waktu jalar (*travel time*) atau tomografi. *AVO* merupakan metode inversi yang mencoba menentukan parameter elastisitas dari amplitudo refleksi hasil pengukuran sebagai fungsi *offset* (sudut datang), sedangkan inversi tomografi merupakan inversi yang mencoba menentukan struktur bumi dari sejumlah waktu jalar gelombang seismik hasil pengukuran. Inversi *post stack* terdiri atas inversi amplitudo dan inversi medan gelombang. Inversi amplitudo sendiri berdasarkan algoritmanya dibedakan menjadi inversi *band limited*, *model based*, dan *sparse spike*. Untuk selanjutnya pembahasan akan dibatasi hanya pada metode inversi *post stack*, inversi amplitudo, dengan teknik *model based*.

- Inversi *Bandlimited*

Inversi rekursif atau disebut dengan inversi *bandlimited* adalah algoritma inversi yang mengabaikan efek *wavelet* seismik dan memperlakukan seolah-olah *trace* seismik merupakan kumpulan koefisien refleksi yang telah difilter oleh *wavelet* fasa nol. Metoda ini paling awal digunakan untuk menginversi data seismik dengan persamaan dasar:

$$r_i = \frac{\rho_{i+1}V_{i+1} - \rho_i V_i}{\rho_{i+1}V_{i+1} + \rho_i V_i} = \frac{IA_{i+1} - IA_i}{IA_{i+1} + IA_i} \dots\dots\dots 9$$

Dimana:

r = Koefisien refleksi

ρ = Densitas

V = Kecepatan gelombang P

IA = Impedansi Akustik

Mulai dari lapisan pertama, impedansi lapisan berikutnya ditentukan secara rekursif dan tergantung nilai impedansi akustik lapisan di atasnya dengan perumusan sebagai berikut:

$$Z_{i+1} = Z_i * \Pi \left[\frac{1+r_i}{1-r_i} \right] \dots\dots\dots 10$$

Keuntungan penggunaan Metoda Seismik Inversi Rekursif diantaranya sebagai berikut:

- a. Metoda ini menggunakan data seismik sebagai input, sehingga berdasarkan *trace* seismik dan menggunakan *wavelet* berfasa nol agar memberikan hasil yang baik.
- b. Metoda ini merupakan metoda yang sederhana dengan algoritma yang terbatas yang memberikan hasil berupa resolusi dengan bandwidth yang sama dengan data seismik.

Permasalahan yang terjadi pada inversi rekursif adalah sebagai berikut:

- a. Kehilangan komponen frekuensi rendah (efek *bandlimited*). Seismik inversi rekursif didasarkan pada dekonvolusi klasik yang mengasumsikan reflektivitas random dan *wavelet* dengan fasa minimum atau nol, akibatnya hanya dihasilkan *wavelet* berfrekuensi tinggi dan tidak mencakup deret koefisien refleksi secara lengkap.
- b. Sensitif terhadap *noise* akibat tanpa memperhitungkan bentuk *wavelet* dasar, sehingga dapat menghasilkan lapisan baru yang semu.

- Inversi *Model Based*

Prinsip metode ini adalah membuat model geologi dan membandingkannya dengan data riil seismik. Hasil perbandingan tersebut digunakan secara iteratif memperbaharui model untuk menyesuaikan dengan

data seismik. Metode ini dikembangkan untuk mengatasi masalah yang tidak dapat dipecahkan menggunakan metode rekursif.

Keuntungan penggunaan metoda inversi berbasis model antara lain:

- a. Metoda ini tidak menginversi langsung dari seismik melainkan menginvesti model geologinya.
- b. Hasil keluaran inversi merupakan bentuk model yang dapat sesuai dengan data input.
- c. Nilai kesalahan terdistribusi dalam solusi dari proses inversi.
- d. Efek multipel dan adanya atenuasi dapat ditampilkan dalam model.

Kekurangan menggunakan metoda inversi berbasis model adalah:

- a. Sifat sensitif terhadap bentuk *wavelet*, dimana dua *wavelet* berbeda dapat menghasilkan *trace* seismik yang sama.
- b. Sifat ketidak-unikan untuk *wavelet* tertentu dimana semua hasil sesuai dengan *trace* seismik pada lokasi sumur yang sama.

- Inversi *Sparse-Spike*

Metoda inversi *sparse-spike* mengasumsikan bahwa reflektivitas suatu model dianggap sebagai rangkaian *spike* yang jarang dan tinggi ditambahkan deret *spike* kecil dan kemudian dilakukan estimasi *wavelet* berdasarkan asumsi model tersebut. Inversi *sparse-spike* menggunakan parameter yang sama seperti inversi berbasis model dengan konstrain. Input parameter tambahan pada metoda ini adalah menentukan jumlah maksimum *spike* yang akan dideteksi pada tiap *trace* seismik dan threshold pendeteksian *spike*. Setiap penambahan *spike* baru yang lebih kecil dari *spike* sebelumnya akan memodelkan *trace* lebih akurat lagi.

Keuntungan penggunaan metoda Inversi *Sparse-spike*:

- a. Data yang digunakan dalam perhitungan, sama seperti pada proses inversi rekursif.
- b. Dapat menghasilkan inversi secara geologi.
- c. Informasi frekuensi rendah termasuk dalam solusi secara matematis.

Kekurangan metoda Inversi *Sparse-Spike* antara lain:

- a. Hasil akhir inversi ini kurang detail.
- b. Hanya komponen “*blocky*” saja yang terinversikan.
- c. Secara statistik, subyek metoda inversi jenis ini digunakan untuk data yang mempunyai masalah *noise* (Pertiwi, 2015)

C. *Direct hydrocarbon indicators (DHI)*

Menurut Forrest dalam Qiang Guo 2014, penemuan *direct hydrocarbon indicators* (DHI) pada data seismik seperti *brightspot*, *dimspot* dan *flatspot* akan memperbesar keberhasilan dalam melakukan eksplorasi hidrokarbon. Ada beberapa macam DHI, beberapa diantaranya:

- *Bright Spot*

Bright Spot merupakan amplitudo tinggi pada *top* reservoir akibat kandungan hidrokarbonnya (umumnya karena gas) menyebabkan kontras impedansinya lebih kontras jika dibandingkan baik pada litologi yang sama yang hanya terisi air maupun litologi sekitarnya.

- *Dim Spot*

Dimana nilai impedansi batuan reservoir sedikit lebih besar daripada batuan di atasnya sehingga akan terlihat pada penampang seismik dengan amplitudo rendah dibandingkan sekitarnya.

- *Flat Spot*

Digambarkan pada data seismik dengan tampilan reflektor yang *flat* dan umumnya berasosiasi dengan *bright spot*. Adanya reflektor ini karena kontak fluida baik gas/air, gas/minyak, maupun minyak/air.

- Gas Chimney

Dicirikan dengan tampilan data seismik kabur yang berbentuk menjalar keatas seperti corong (*chimney*). Buruknya tampilan penampang seismik diakibatkan karena adanya gas yang keluar.

D. Analisis Petrofisika

Analisis petrofisika adalah suatu metode pendukung dalam usaha evaluasi formasi dengan cara menggunakan hasil rekaman *logging* sebagai sumber utama. Evaluasi rekaman *logging* sumur eksplorasi ini ditujukan untuk mendapatkan litologi dan sifat-sifat petrofisik batuan, seperti saturasi air, besar porositas batuan, kandungan lempung dan permeabilitas. Sifat-sifat batuan ini diperoleh dari rekaman sifat kelistrikan batuan, tingkat radiasi batuan, kemampuan penjalaran gelombang, dan kerapatan atom-atom penyusun batuan. Data-data diluar data *logging* juga diperlukan, seperti data *core*, dan data lumpur pemboran. Dengan pengetahuan mengenai litologi dan sifat-sifat petrofisik batuan, dapat ditentukan interval kedalaman yang merupakan zona reservoir, dan zona produktif. Selain itu, dapat ditentukan pula banyaknya hidrokarbon yang terkandung sesuai dengan kondisi kedalaman dimana hidrokarbon tersebut berada (Catur, 2011).

E. 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. Tujuan dari *Well Logging* adalah untuk mendapatkan informasi litologi, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas, permeabilitas dan kejenuhan hidrokarbon. *Well Logging* dapat dilakukan pada saat pengeboran sedang berlangsung maupun pada saat setelah selesai pemboran. Metode ini merupakan suatu metode yang dapat memberikan data yang diperlukan untuk mengevaluasi secara kualitatif dan kuantitatif adanya hidrokarbon. Dari interpretasi kualitatif diperoleh identifikasi tipe batuan, pendeteksian adanya hidrokarbon, pendeteksian adanya lapisan permeabel, dan penentuan batas-batas reservoir. Sedangkan dari interpretasi kuantitatif diperoleh harga porositas, saturasi fluida dan indeks permeabilitas. Dasar – dasar interpretasi *log* kuantitatif adalah pemahaman sifat petrofisika batuan, penentuan besaran petrofisika dari *log*, penggunaan *software* untuk interpretasi dan pemahaman kegunaan hasil interpretasi hasil *log* sumur (Dewanto, 2009).

Pendapat lainnya menjelaskan bahwa *Well logging* merupakan metode pengukuran pengukuran satu atau lebih kuantitas fisik di dalam atau di sekitar lubang sumur relatif terhadap kedalaman sumur atau terhadap waktu atau kedua - duanya. Dalam hal ini digunakan kombinasi alat perekaman *log gamma ray*, *log densitas* dan *log caliper* (Suardi, 2012).

F. Perangkat–Perangkat *Well Logging*

1. *Log* Radioaktif

Log radioaktif adalah *log* yang menyelidiki intensitas radioaktif mineral yang mengandung radioaktif tertentu. *Log* radioaktif dapat digunakan pada sumur yang di casing (*cased hole*) maupun yang tidak di casing (*open*

hole). Keuntungan dari *log* radioaktif ini dibandingkan *log* listrik adalah tidak banyak dipengaruhi oleh keadaan lubang bor dan jenis lumpur. Dari tujuan pengukuran, *log* radioaktif dapat dibedakan menjadi: alat pengukur lithologi seperti *log Gamma ray*, alat pengukur porositas seperti *log Neutron* dan *log* densitas. Hasil pengukuran alat porositas dapat digunakan pula untuk mengidentifikasi litologi dengan hasil yang memadai.

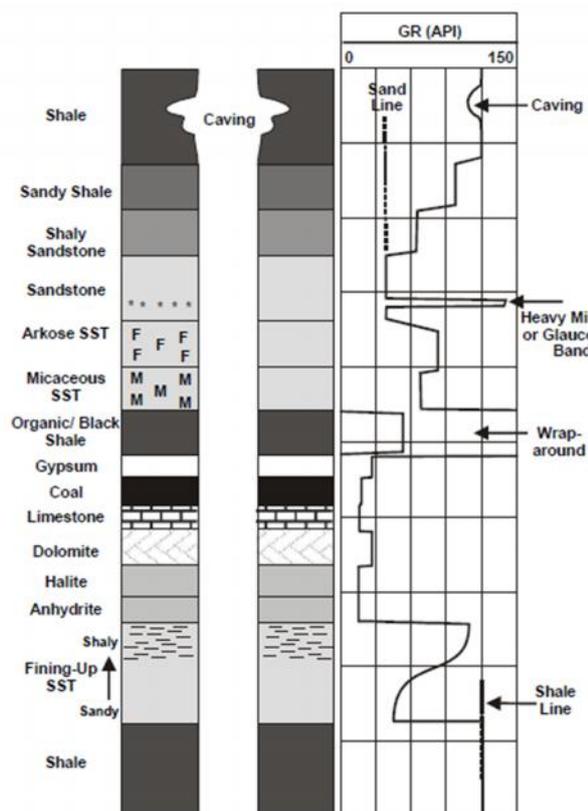
- *Log Gamma ray*

Prinsip dari *Log Gamma ray* adalah suatu rekaman dari tingkat radioaktivitas alami yang terjadi karena unsur Uranium, Thorium dan potassium pada batuan. Pada batupasir dan batu karbonat mempunyai konsentrasi radioaktif rendah dan *gamma ray*-nya bernilai rendah, dan sebaliknya pada batu lempung serpih, mempunyai *gamma ray* tinggi. *Log Gamma ray* memiliki satuan API (*American Petroleum Institute*) yang biasanya dalam skala berkisar 0 – 150 API atau 0 – 200 API jika terdapat lapisan *organic rich shale*. Secara umum fungsi dari *Log GR* antara lain:

1. Evaluasi kandungan serpih V_{sh}
2. Evaluasi bijih mineral radioaktif
3. Evaluasi lapisan mineral yang bukan radioaktif
4. Korelasi *log* pada sumur berselubung
5. Korelasi antar sumur

Secara khusus *log Gamma ray* berguna untuk identifikasi lapisan permeabel disaat *log SP* tidak berfungsi karena formasi yang resistif atau bila kurva *SP* kehilangan karakternya ($R_{mf} = R_w$), atau ketika *SP* tidak dapat merekam karena lumpur yang digunakan tidak konduktif (*oil base mud*).

Dalam pelaksanaannya, pengukuran *log Gamma ray* dilakukan dengan menurunkan instrumen *log Gamma ray* kedalam lubang bor dan merekam radiasi sinar gamma untuk setiap interval tertentu. Biasanya interval perekaman *Gamma ray* secara vertikal sebesar 0,5 feet. Sinar gamma dapat menembus logam dan semen, maka *logging Gamma ray* dapat dilakukan pada lubang bor yang telah dipasang casing ataupun telah dilakukan *cementing*. Walaupun terjadi atenuasi, sinar gamma karena casing, tetapi energinya masih cukup kuat untuk mengukur sifat radiasi gamma pada formasi batuan disampingnya (Zain, 2011).



Gambar 13. Identifikasi litologi berdasarkan *Log GR* (Glover, 2000)

Gambar diatas merupakan gambaran respon *Log Gamma ray* terhadap jenis litologi batuan. Unsur radioaktif umumnya banyak terdapat dalam *shale* dan sedikit sekali terdapat dalam *sandstone*,

limestone, dolomite, coal dan *gypsum* dan lainnya. Oleh karena itu, *shale* akan memberikan respon *gamma ray* yang sangat signifikan dibandingkan dengan batuan yang lainnya.

- *Log Neutron*

Log neutron merekam *Hydrogen index* (HI) dari formasi. HI merupakan indikator kelimpahan kandungan hidrogen dalam formasi (dengan asumsi atom H berasal dari HC atau Air). Satuan pengukuran dinyatakan dalam satuan PU (*Porosity Unit*) (Rider, 1996).

Alat yang digunakan disebut Alat *Neutron* terkompensasi (*Compensated Neutron Tool*) atau disingkat CNT. Alat ini biasanya dikombinasikan dengan LDT 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.

Prinsip kerja dari CNT ini adalah hasil pemancaran partikel neutron dari sumber neutron ke dalam formasi. Menurut teori fisika nuklir, terdapat beberapa macam interaksi yang mungkin terjadi:

1. Tumbukan Elastis

Partikel *neutron* terpental setelah tumbukan dengan inti atom formasi tanpa terjadi apa-apa.

2. Tumbukan Inelastis

Sebagian tenaga dari partikel *neutron* diberikan pada inti atom, karena tambahan tenaga kinetik tersebut, inti atom dapat pindah ke tingkat tenaga atom yang lebih tinggi, kemudian hancur dengan melepaskan kelebihan tenaganya berupa sinar gamma.

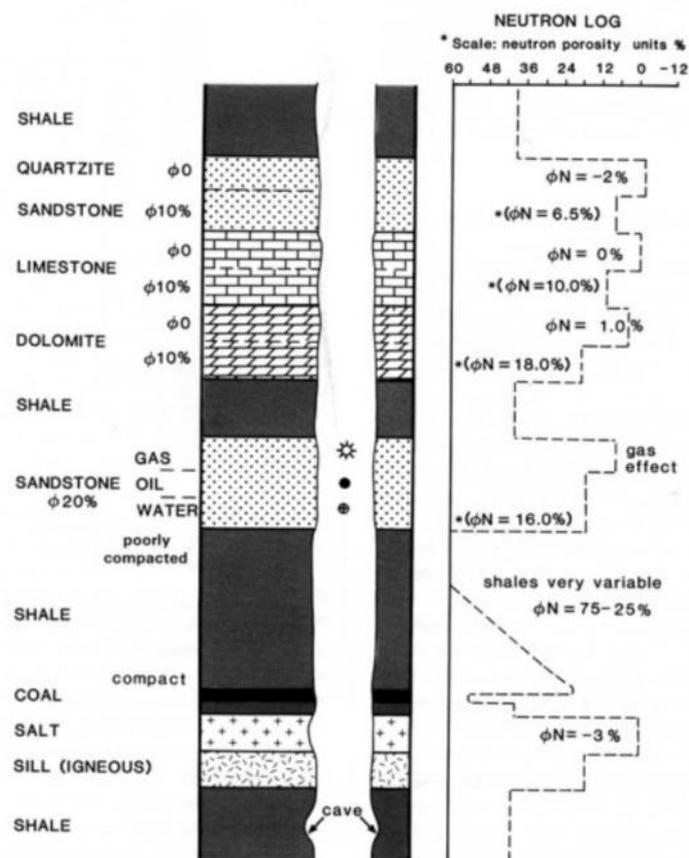
3. Tangkapan *Neutron*

Inti atom menyerap seluruh tenaga *neutron*, berpindah ke tingkat tenaga yang lebih tinggi, karena tambahan tenaga kinetik dari *neutron* kemudian hancur dengan memancarkan sinar gamma.

4. Aktivasi

Prosesnya hampir sama dengan peristiwa tangkapan *neutron*, akan tetapi selama proses pembusukan/hancur inti atom memancarkan sinar beta, gamma dan elektron.

Tanggapan alat *neutron* terutama untuk mencerminkan banyaknya atom hidrogen di dalam formasi. Karena minyak dan air mempunyai jumlah hidrogen per unit volume yang hampir sama, *neutron* akan memberikan tanggapan porositas cairan dalam formasi bersih akan tetapi *neutron* tidak dapat membedakan antara atom hidrogen bebas dengan atom hidrogen yang secara kimia terikat pada mineral batuan, sehingga tanggapan *neutron* pada formasi *shale* yang banyak mengandung atom hidrogen di dalam susunan molekulnya seolah-olah mempunyai porositas yang lebih tinggi. Semakin banyak atom H dalam formasi, maka partikel *neutron* yang kembali akan semakin sedikit. Besarnya porositas batuan sama dengan jumlah energi *neutron* yang hilang, karena atom hidrogen berkonsentrasi pada pori yang terisi fluida (air atau minyak). Pori yang terisi oleh gas akan memiliki pola kurva *log neutron* akan lebih rendah dari yang seharusnya (*gas effect*). Hal ini terjadi karena konsentrasi hidrogen dalam gas lebih kecil dibandingkan pada minyak dan air (Harsono, 1997).



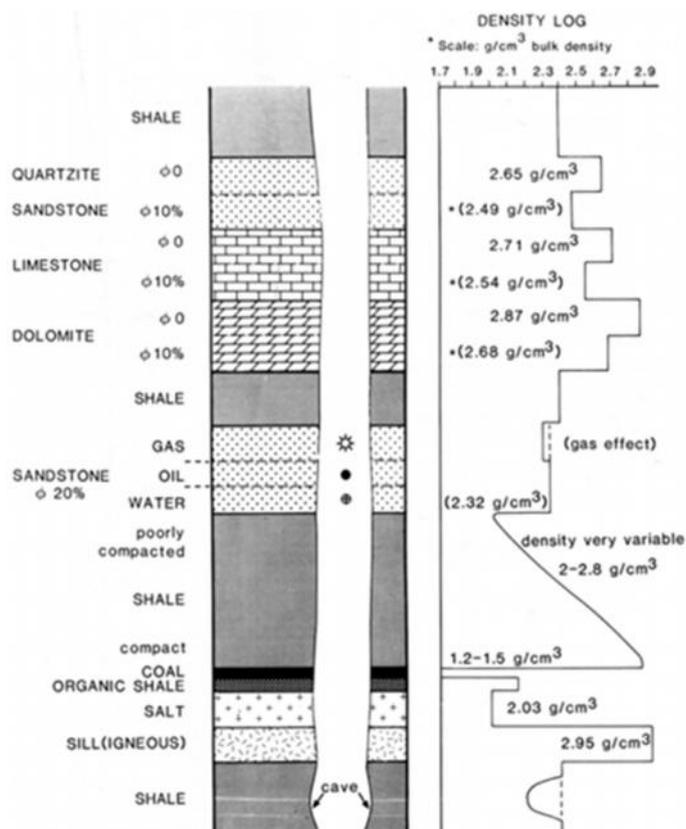
Gambar 14 . Identifikasi litologi berdasarkan *Log Neutron* (Rider, 2002)

Log neutron diatas menunjukkan indeks hidrogen yang diubah menjadi unit porositas *neutron*.

- *Log Density*

Log densitas merupakan suatu tipe *log* porositas yang mengukur densitas elektron suatu formasi. Prinsip kerja *log density* yaitu suatu sumber radioaktif dari alat pengukur di pancarkan sinar gamma dengan intensitas energi tertentu menembus formasi/batuan. Batuan terbentuk dari butiran mineral, mineral tersusun dari atom-atom yang terdiri dari proton dan elektron. Partikel sinar *gamma* bertumbukan dengan elektron-elektron dalam batuan. Akibat tumbukan ini sinar gamma akan mengalami pengurangan energi. Energi yang kembali sesudah

mengalami benturan akan diterima oleh detektor yang berjarak tertentu dengan sumbernya.



Gambar 15. Identifikasi litologi berdasarkan Log Densitas (Rider, 2002)

Semakin lemahnya energi yang kembali menunjukkan semakin banyaknya elektron-elektron dalam batuan, yang berarti semakin banyak/padat butiran/mineral penyusun batuan persatuan volume. Besar kecilnya energi yang diterima oleh detektor tergantung dari :

1. Besarnya densitas kandungan yang ada dalam pori-pori batuan
2. Besarnya porositas batuan.
3. Besarnya densitas matriks batuan (Afriani, dkk., 2005).

Ada 2 jenis log densitas yaitu *LSD* (*Long Space Density*) dan *SSD* (*Short Space Density*). *LSD* digunakan untuk evaluasi lapisan batuan karena menunjukkan densitas yang sebenarnya berkat pengaruh yang

kecil dari dinding lubang bor sedangkan *SSD* mempunyai resolusi vertikal yang tinggi, maka cocok untuk pengukuran ketebalan lapisan. Satuan dari *log* densitas adalah CPS dan gr/cc, nilai keduanya berbanding terbalik. Untuk mempermudah perhitungan, biasanya dilakukan konversi satuan *log* densitas dari CPS ke gr/cc. Konversi satuan nilai *log LSD* menggunakan rumus:

$$y = -0,76\ln(x) + 7,952 \dots\dots\dots 11$$

dan konversi satuan *log LLD* menggunakan rumus:

$$y = -0,36\ln(x) + 4,454 \dots\dots\dots 12$$

dimana *y* adalah nilai satuan densitas (gr/cc) dan *x* adalah nilai satuan densitas (CPS) (Dewanto, 2015).

Berikut merupakan klasifikasi nilai densitas batuan berdasarkan jenis batumannya, menurut Telford, dkk., (1990):

Tabel 1. Klasifikasi nilai densitas berdasarkan jenis batuan (Telford, 1990)

<i>Rock Type (Sediments)</i>	<i>Density Range (gr/cm³)</i>	<i>Density Average (gr/cm³)</i>
<i>Overburden</i>		1.92
<i>Soil</i>	1.2-2.4	1.92
<i>Clay</i>	1.63-2.6	2.21
<i>Gravel</i>	1.7-2.4	2
<i>Sand</i>	1.7-2.3	2
<i>Sandstone</i>	1.61-2.76	2.35
<i>Shale</i>	1.77-3.2	2.4
<i>Limestone</i>	1.93-2.90	2.55
<i>Dolomite</i>	2.26-2.90	2.7

2. 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.

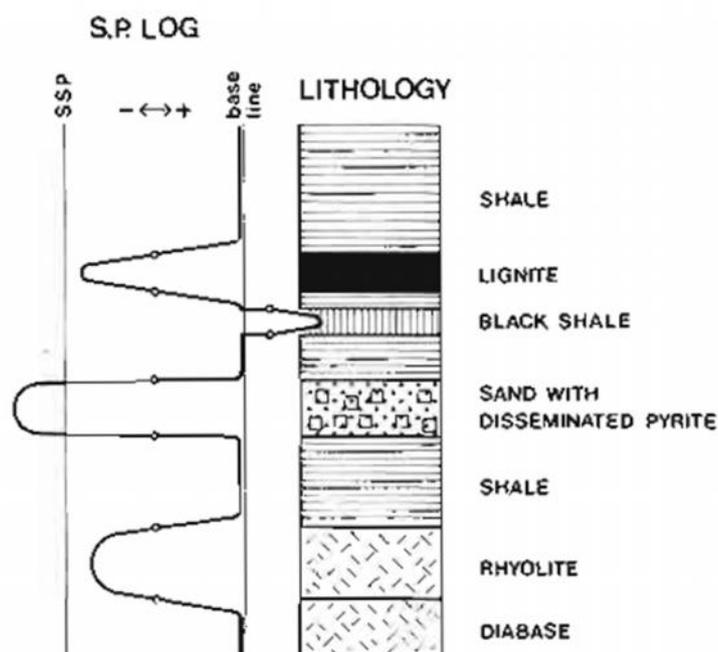
Pada umumnya *log* listrik dapat dibedakan menjadi dua jenis:

1. *Spontaneous potensial log (SP log)*

2. *Resistivity log*

- *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.



Gambar 16. Identifikasi litologi berdasarkan *Log SP* (Rider, 2002)

SP digunakan untuk:

1. Identifikasi lapisan permeabel dan impermeabel dan lapisan poros.
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 permeable kurva *SP* menyimpang dari garis dasar serpih dan mencapai garis konstan pada lapisan permeable yang cukup tebal yaitu garis pasir. Penyimpangan *SP* dapat ke kiri atau ke kanan tergantung pada kadar garam air formasi dan filtrasi lumpur (Schlumberger, 1989).

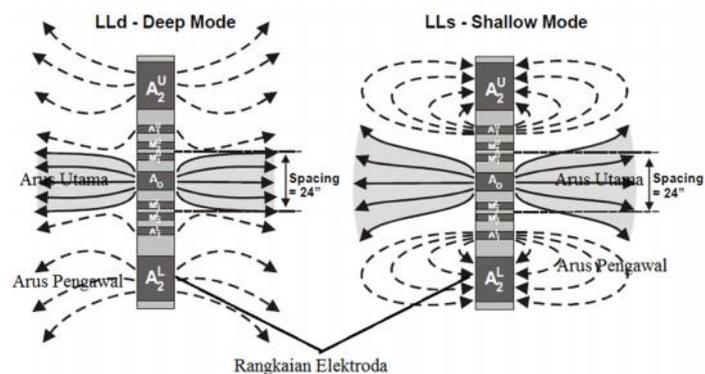
- *Log Resistivity* (LR)

Resistivity adalah kemampuan batuan untuk melewatkan arus listrik yang mengalir padanya. *Log Resistivity* digunakan untuk mendeterminasi zona *Mining Area* dan zona air, mengindikasikan zona permeabel dengan mendeterminasi porositas resistivitas. Karena batuan dan matrik tidak konduktif, maka kemampuan batuan untuk menghantarkan arus listrik tergantung pada fluida dan pori.

Alat-alat yang digunakan untuk mencari nilai resistivitas (R_t) terdiri dari dua kelompok yaitu **Laterelog** dan **Log Induksi**. Yang umum dikenal sebagai *log R_t* adalah *LLd* (*Deep Laterelog Resistivity*), *LLs* (*Shallow Laterelog Resistivity*), *ILD* (*Deep Induction Resistivity*), *ILm* (*Medium Induction Resistivity*), dan *SFL*.

- Lateralog

Prinsip kerja dari lateralog ini adalah memfokuskan arus listrik secara lateral ke dalam formasi dalam bentuk lembaran tipis. Ini dicapai dengan menggunakan arus pengawal (*bucking current*), yang fungsinya untuk mengawal arus utama (*measured current*) masuk ke dalam formasi sedalam-dalamnya. Dengan mengukur tegangan listrik yang diperlukan untuk menghasilkan arus listrik utama yang besarnya tetap, resistivitas dapat dihitung dengan hukum ohm.



Gambar 17. Prinsip Alat Kerja Laterolog
(Glover, 2000)

- Log Induksi

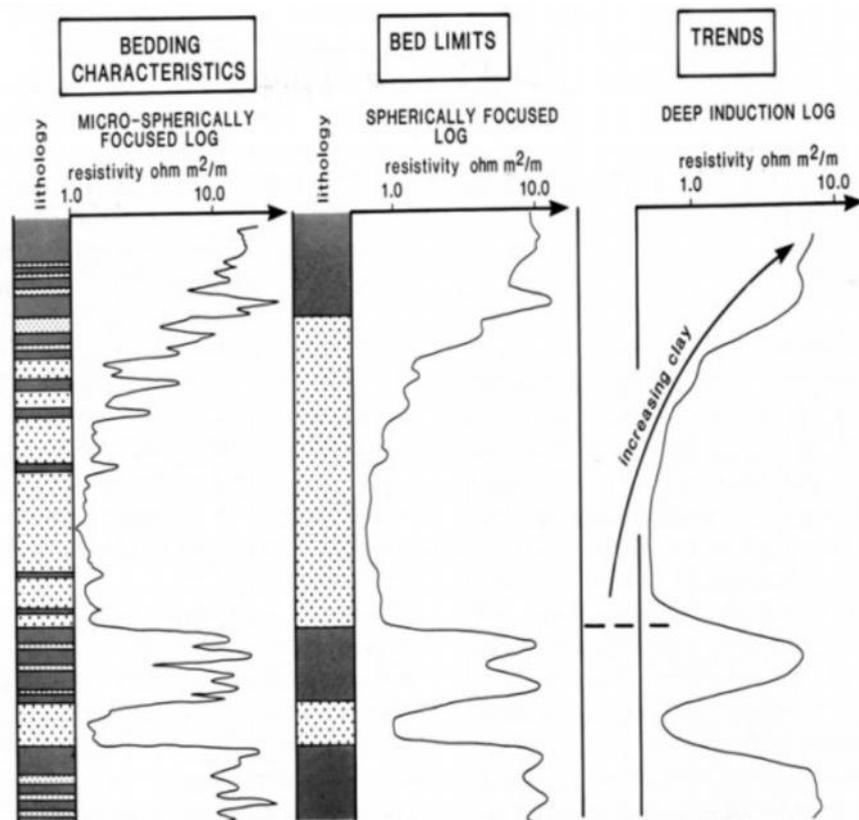
Prinsip kerja dari Induksi yaitu dengan memanfaatkan arus bolak-balik yang dikenai pada kumparan, sehingga menghasilkan medan magnet, dan sebaliknya medan magnet akan menghasilkan arus listrik pada kumparan. Secara umum, kegunaan dari *log* induksi ini antara lain mengukur konduktivitas pada formasi dan mengukur resistivitas formasi dengan lubang pemboran yang menggunakan lumpur pemboran jenis *oil base mud* atau *fresh water base mud*.

Penggunaan *log* induksi akan menguntungkan apabila cairan lubang bor adalah insulator misal udara, gas, air tawar atau *oil base*

mud dan esistivitas formasi tidak terlalu besar $Rt < 100$ serta diameter lubang tidak terlalu besar.

Alat-alat mikro-resistivitas mampu memberikan resolusi lapisan yang sangat baik, dan merupakan yang terbaik dari semua alat *logging*. Pada skala yang berbeda, alat induksi hanya dapat memberikan gambaran dari lapisan-lapisan itu sendiridan tidak memberikan gambaran dari batas-batas lapisan.

Untuk perhitungan petrofisika hal ini penting untuk mengetahui resolusi minimum lapisan untuk pengukuran resistivitas formasi yang sebenarnya. Untuk lapisan lebih tipis daripada resolusi minimum, grafik koreksi harus digunakan untuk menemukan nilai-nilai yang benar atau menggunakan alat khusus.



Gambar 18. Kontras karakteristik resolusi lapisan dari alat resistivitas dan aplikasi geologinya (Glover, 2000)

Untuk tujuan geologi, *log* resistivitas yang digunakan harus diketahui kemampuan resolusinya. *Log microtool* memberikan resolusi sangat baik untuk identifikasi lapisan geologi. *Laterolog* mampu memberikan gambaran lapisan pada skala yang tepat untuk indikasi batas lapisan, tetapi penggunaannya harus digunakan dan dikorelasikan dengan *log* lainnya. *Log* induksi memberikan resolusi batas lapisan yang sangat buruk, tetapi pada saat yang sama semua efek lapisan dirata-rata sedemikian rupa untuk membuat tren litologi menonjol.

Ketika suatu formasi di bor, air lumpur pemboran akan masuk ke dalam formasi, sehingga membentuk 3 zona yang terinvasi dan mempengaruhi pembacaan *log* resistivitas (Brown, 2012) yaitu :

1. *Flushed Zone*

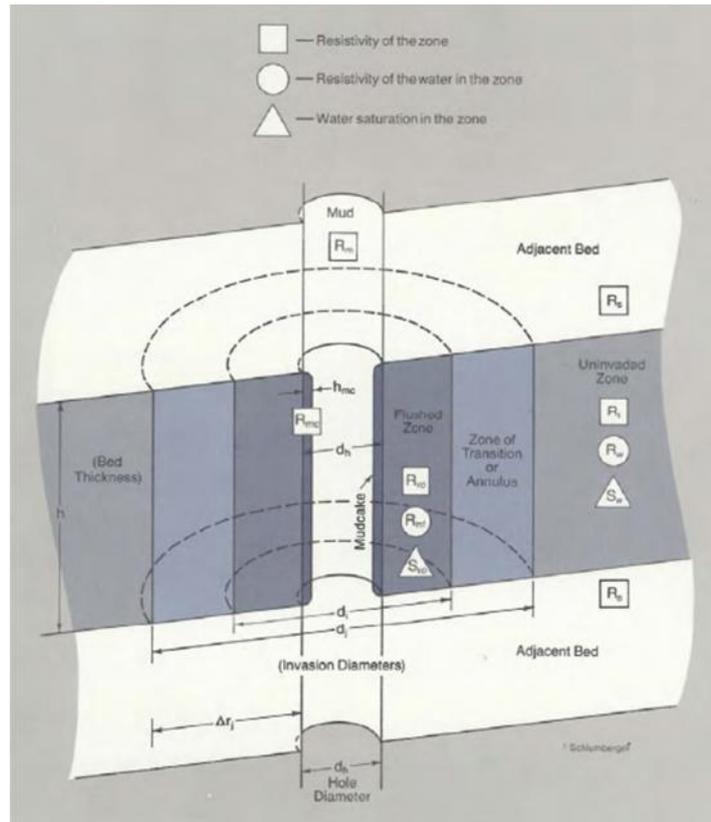
Merupakan zona infiltrasi yang terletak paling dekat dengan lubang bor serta terisi oleh air filtrat lumpur yang mendesak fluida formasi (gas, minyak ataupun air tawar). Meskipun demikian mungkin saja tidak seluruh fluida formasi terdesak ke dalam zona yang lebih dalam.

2. *Transition Zone*

Merupakan zona infiltrasi yang lebih dalam keterangan zona ini ditempati oleh campuran dari air filtrat lumpur dengan fluida formasi.

3. *Uninvaded Zone*

Merupakan zona yang tidak mengalami infiltrasi dan terletak paling jauh dari lubang bor, serta seluruh pori-pori batuan terisi oleh fluida formasi.

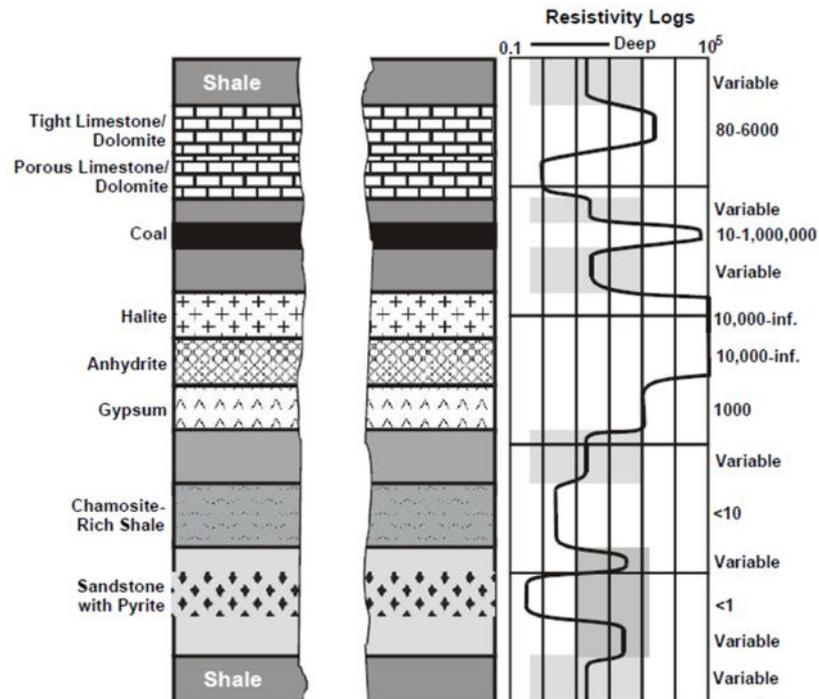


Gambar 19. Profil Sumur Bor Terinvasi Lumpur (Brown, 2012)

Adapun pembagian nilai resistivitas batuan terhadap jenis litologi batumannya menurut Reynold (1995) seperti pada **Tabel 2** berikut:

Tabel 2. Klasifikasi nilai resistivitas berdasarkan jenis batuan (Reynold, 1995)

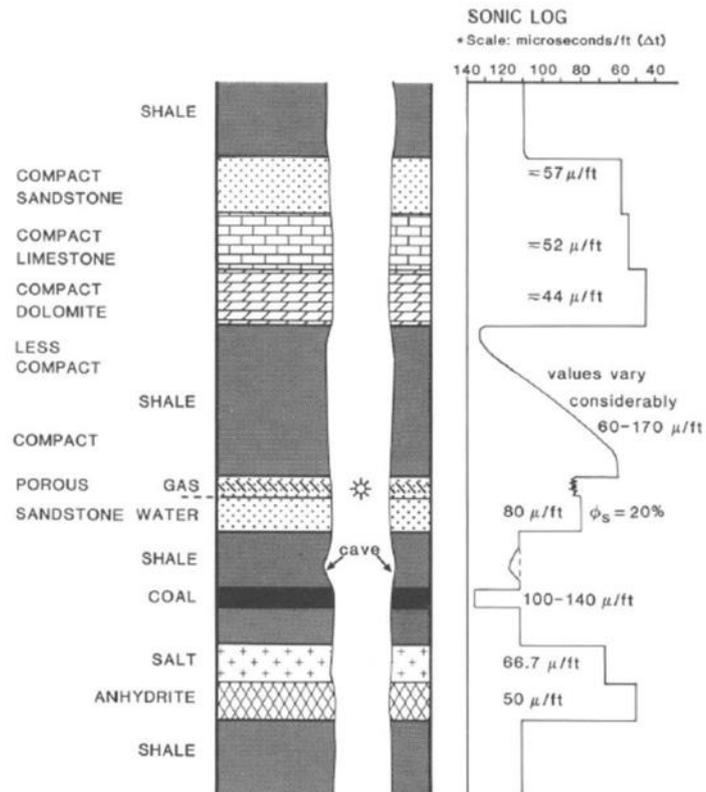
Material	Nominal Resistivity (m)
<i>Sandstones</i>	$1 - 7.4 \times 10^8$
<i>Limestones</i>	$5 \times 10 - 10^7$
<i>Dolomite</i>	$3.5 \times 10^2 - 5 \times 10^3$
<i>Marls</i>	$3 - 7 \times 10$
<i>Clays</i>	$1 - 10^2$
<i>Clay (very dry)</i>	$50 - 150$
<i>Quartz</i>	$3 \times 10^2 - 10^6$
<i>Ash</i>	4
<i>Top Soil</i>	$250 - 1700$
<i>Soil (40% clay)</i>	8
<i>Soil (20% clay)</i>	33



Gambar 20. Identifikasi Litologi berdasarkan *Log Resistivitas* (Glover, 2000)

3. *Log Sonic*

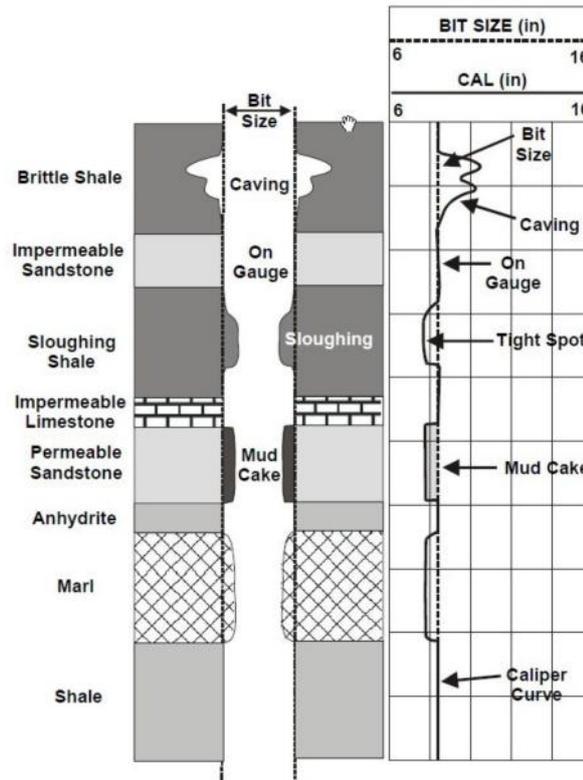
Log sonic termasuk kedalam golongan *log* porositas. Dimana, pada prinsipnya *log sonic* ini mengukur waktu rambatan gelombang suara melalui formasi pada jarak tertentu, sehingga memerlukan pemancar dan penerima yang dipisahkan dalam jarak tertentu. Waktu yang dibutuhkan tersebut biasanya disebut “*Interval Transit Time*” (t). Dimana t berbanding terbalik dengan kecepatan gelombang suara dan tergantung pada jenis litologi, porositas dan kandungan porinya. Selain mencari porositas batuan dan identifikasi batuan, *log sonic* ini juga berguna sebagai informasi utama korelasi dan kalibrasi data *log* dengan seismik *Log sonic* ini memiliki besaran $\mu\text{s}/\text{ft}$ atau $\mu\text{s}/\text{m}$ dengan skala 140 – 40 $\mu\text{s}/\text{ft}$ (Zain, 2012).



Gambar 21. Identifikasi Litologi berdasarkan *Log Sonic* (Glover, 2000)

4. *Log Caliper*

Log caliper digunakan sebagai kontributor informasi untuk keadaan litologi. Selain itu, *log* ini juga digunakan sebagai indikator zona yang memiliki permeabilitas dan porositas yang bagus (batuan reservoir) dengan terbentuknya kerak lumpur yang berasosiasi dengan *log gamma ray*, perhitungan tebal kerak lumpur, pengukuran volume lubang bor dan pengukuran volume semen yang dibutuhkan. Berikut beberapa faktor yang mempengaruhi respon *caliper*.



Gambar 22. Identifikasi Litologi berdasarkan *Log Caliper* (Rider, 2002)

G. Interpretasi Data *Log*

Interpretasi data *log* dapat dilakukan secara kuantitatif dan kualitatif. Dari interpretasi kualitatif diperoleh identifikasi batuan, identifikasi hidrokarbon, identifikasi lapisan permeabel, identifikasi batas-batas reservoir. Sedangkan interpretasi kuantitatif diperoleh porositas, saturasi fluida, dan permeabilitas. Dasar dari interpretasi kuantitatif adalah sifat petrofisika batuan.

Interpretasi pintas adalah membuat suatu evaluasi *log* secara singkat tanpa dikenakan koreksi kondisi lubang bor. Cara ini merupakan penyederhanaan daripada teknik analisa. Tujuannya adalah: kendali mutu *log*, mendeteksi lapisan kandung hidrokarbon, memperkirakan nilai dari porositas dan kejenuhan air, identifikasi jenis hidrokarbon (minyak dan gas), identifikasi litologi dan korelasi dengan sumur – sumur yang berdekatan

Dalam hal untuk memutuskan perlu tidaknya membor lebih lanjut dan memasang selubung baja dan pengujian. Dimana asumsi yang dibuat berupa formasi bersih, rembesan menengah, kondisi lubang bor bagus, R_w adalah konstan dan litologi sederhana (Dewanto, 2015).

1. Interpretasi Kualitatif

Setelah selesai melakukan proses *logging*, selanjutnya yang akan dikerjakan adalah melakukan interpretasi terhadap data pengukuran secara kualitatif guna memperkirakan kemungkinan adanya lapisan *porous permeable* dan ada tidaknya fluida. Untuk memperoleh hasil yang lebih akurat harus dilakukan pengamatan terhadap *log* yang kemudian satu sama lainnya dibandingkan. Tujuan dari interpretasi kualitatif adalah identifikasi litologi dan fluida hidrokarbon yang meliputi lapisan *porous permeable*, ketebalan dan batas lapisan, serta kandungan fluida. Penentuan jenis batuan atau mineral didasarkan pada plot berbagai *log* porositas, seperti plot antara *log density-neutron* dan *log sonic-neutron*. Sedangkan lapisan berpori dapat dapat ditentukan berdasarkan pengamatan terhadap *log SP*, *log resistivity*, *log caliper*, dan *log gamma ray*. Penentuan jenis litologi, dapat didasarkan pada defleksi kurva *SP*, *GR*, dan *resistivity*. Adapun fluida hidrokarbon dapat ditentukan pada pengamatan *log* induksi atau *laterolog* dengan berdasarkan sifat air, minyak atau gas. Berikut penjelasan tujuan dilakukannya interpretasi kualitatif menurut Riyan (2012):

a. Identifikasi Lapisan Permeabel

Untuk identifikasi lapisan permeabel dapat diketahui dengan separasi *resistivity*, separasi mikrolog, dan *gamma ray*. Adapun dari masing-masing *log* tersebut dapat diketahui sebagai berikut:

- Separasi *resistivity*: adanya invasi dan lapisan permeabel sering ditunjukkan dengan adanya separasi antara kurva *resistivity* investigasi rendah.
- Separasi mikrolog: proses invasi pada lapisan permeabel akan mengakibatkan terjadinya *mud cake* pada dinding lubang bor. Dua kurva pembacaan akibat adanya *mud cake* oleh mikrolog menimbulkan separasi pada lapisan permeabel dapat dideteksi oleh adanya separasi positif (*micro inverse* lebih kecil daripada *micro normal*).
- *Gamma ray log*: formasi mengandung unsur-unsur radioaktif akan memancarkan radioaktif dimana intensitasnya akan terekam pada defleksi kurva *gamma ray log*, pada umumnya defleksi kurva yang membesar menunjukkan intensitas yang besar adalah lapisan *shale/clay*, sedangkan defleksi menunjukkan intensitas radioaktif rendah menunjukkan lapisan permeabel.

b. Identifikasi Ketebalan dan Batas Lapisan

Ketebalan lapisan batuan dibedakan menjadi dua, yaitu ketebalan kotor (*gross thickness*) dan ketebalan bersih (*net thickness*). Ketebalan kotor merupakan tebal lapisan yang dihitung dari puncak lapisan sampai dasar lapisan dari suatu lapisan batuan. Sedangkan ketebalan bersih merupakan lapisan yang dihitung atas ketebalan dari bagian-bagian permeabel dalam suatu lapisan. Jenis *log* yang dapat digunakan untuk menentukan ketebalan lapisan adalah *log SP*, kurva *resistivity*, kurva *microresistivity*, dan *log gamma ray*. Adapun dari defleksi kurva *log-log* tersebut:

- *Log SP*, yang terpenting dapat membedakan lapisan *shale* dan lapisan permeabel.
- Kurva *resistivity*, alat yang terbaik adalah *laterolog* dan induksi *log*.
- Kurva *microresistivity*, pada kondisi lumpur yang baik dapat memberikan hasil penyebaran yang vertikal.
- *Log GR*, *log* ini dapat membedakan adanya *shale* dan lapisan bukan *shale*, disamping itu dapat digunakan pada kondisi lubang bor telah dicasing, biasanya dikombinasikan dengan *log neutron*.

2. Interpretasi Kuantitatif

Analisis *log* secara kuantitatif meliputi perhitungan porositas, faktor formasi, resistivitas air formasi (R_w), kandungan serpih (V_{sh}), saturasi Air (S_w), volume air total, permeabilitas (K), dan ketebalan lapisan produktif (*netpay*) serta *Bulk Volume Water (BVW)* sebagai berikut:

a. Volume Serpih (*Shale*)

Volume serpih dapat didefinisikan sebagai nilai persentase kandungan serpih pada suatu lapisan batuan. Perhitungan ini dilakukan sebagai koreksi pada porositas total sehingga didapatkan porositas efektif batuan reservoir. Perhitungan V_{sh} dilakukan dengan menggunakan parameter *log* sinar gamma dengan persamaan berikut:

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \dots\dots\dots 13$$

Dimana:

GR_{log} = Hasil pembacaan *GR log* pada lapisan yang bersangkutan

GR_{max} = Hasil pembacaan *GR log* maksimal pada lapisan *shale*

GR_{min} = Hasil pembacaan *GR log* maks pada lapisan *non shale*

(Maulana, dkk., 2016).

b. Porositas ()

Menurut Harsono (1997), porositas didefinisikan sebagai rasio antara ruang pori pada batuan dengan volume total batuan. Biasanya diekspresikan dalam satuan persen (%). Porositas efektif adalah bagian ruang pori-pori yang diisi fluida yang tidak terikat oleh *clay*. Sedangkan porositas total adalah ruang pori-pori yang terisi oleh fluida baik yang terikat oleh *clay* maupun yang tidak terikat oleh *clay*. Pada formasi renggang (*unconsolidated formation*) besarnya porositas tergantung pada distribusi ukuran butiran, tidak pada ukuran butiran mutlak. Porositas akan menjadi tinggi antara 0,35-0,4 g/liter jika semua butirannya mempunyai ukuran yang hampir sama, selanjutnya menjadi rendah jika ukuran butiran bervariasi sehingga butiran yang kecil akan mengisi ruang pori diantara butiran yang lebih besar. Kemudian pada porositas yang lebih rendah partikel-partikel batuan umumnya bergabung bersama material yang mengandung silika atau zat kapur, menghasilkan formasi rapat (*consolidated formation*) dengan porositas mendekati nol.

Ada beberapa alat untuk menentukan porositas menurut Riyan (2012), yaitu *neutron log*, *density log* (semua formasi, tapi pada prinsipnya bekerja pada batuan yang kurang kompak dan batuan *shaly*), dan *sonic log* (dalam batuan keras dan *consolidated* atau kompak).

a. Neutron Log

Nilai porositas *neutron* yang terekam dari pembacaan pengukuran ion hidrogen fluida pengisi formasi bersih pada *log neutron* dapat langsung digunakan karena besarnya porositas dianggap sama dengan

jumlah ion hidrogen fluida yang mengisi pori batuan. Hasil pembacaan dari *log neutron* ini menggunakan standar pengukuran batugamping. Sehingga apabila reservoir yang diperoleh bukan berupa batugamping, maka perlu dilakukan koreksi terhadap porositas *neutron* sebagai berikut:

$$\Phi_N = (1.02 \times \Phi_{NLog}) + 0.0425 \dots\dots\dots 14$$

Φ_{NLog} = Porositas yang terbaca pada kurva *neutron log*

0.0425 = Koreksi terhadap *limestone formation*

b. Density Log

Dalam menentukan porositas batuan dipengaruhi juga oleh litologi kandungan fluida batuan. Porositas dari *log densitas* biasanya dinotasikan dengan D yang mempunyai harga sesuai dengan persamaan dibawah ini:

$$\Phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_{bulk}}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots\dots\dots 15$$

Dimana:

D = Porositas densitas

ma = Densitas matriks batuan (gr/cc), batupasir 2,65

b = Densitas bulk yang dibaca pada kurva *log RHOB* (gr/cc)

f = Densitas fluida (air) dibaca dari *log header* (gr/cc)

Kedua persamaan porositas dikombinasikan, sehingga menghasilkan persamaan:

$$\Phi_{DN} = \frac{\Phi_D^2 + \Phi_N^2}{2} \dots\dots\dots 16$$

Dimana:

DN = Porositas gabungan 2 buah kurva (densitas dan *neutron*)

D = Porositas densitas

N = Porositas *neutron* (Riyan, 2012)

- c. Model porositas sonik dihitung dengan menggunakan rumus Wylie dengan koreksi terhadap kandungan lempung dan koreksi hidrokarbon (Rosyidan, 2015).

$$\Phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t - \Delta t_f} \dots\dots\dots 17$$

Dimana:

Φ_{sonik} = Porositas Sonik (%)

t = Transit time total (μ s/ft)

t_{ma} = Transit time matrik (μ s/ft)

t_f = Transit time lumpur (μ s/ft)

Persamaan-persamaan diatas merupakan persamaan yang digunakan untuk menentukan harga porositas total. Sedangkan untuk menentukan porositas efektif digunakan persamaan:

$$\text{Porositas Efektif } (\Phi_{eff}) = \frac{\text{Volume Pori yang Berhubungan}}{\text{Volume total batuan}} \times 100\% \dots\dots 18$$

Tabel 3. Nilai porositas berdasarkan kualitas secara umum. (Koesoemadinata dalam Nurwidyanto dkk., 2005)

Nilai Porositas	Kualitas (umum)
0% - 5%	Diabaikan (<i>negligible</i>)
5% - 10%	Buruk (<i>poor</i>)
10% - 15%	Cukup (<i>fair</i>)
15% - 20%	Baik (<i>good</i>)
20% - 25%	Sangat Baik (<i>very good</i>)
>25%	Istimewa (<i>excellent</i>)

c. Faktor Formasi

Faktor formasi merupakan faktor keras lunaknya batuan rata-rata yang tergantung dari mineral pembentuk batuan. Harga faktor formasi rata-rata diperoleh sebagai berikut (Harsono, 1997):

$$F = \frac{a}{\phi^m} \dots\dots\dots 19$$

Dimana:

a = Faktor turtuosity, batupasir $a = 0,62$ dan batugamping $a = 1$

m = Eksponen sementasi, batupasir $m = 2,15$ dan batugamping $m = 2$

= Porositas (%)

d. Resistivitas air (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 *pickettplot* 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 0.8 untuk *sandstone*), maka besarnya R_w dapat ditentukan (Triyanto, 2016).

Didalam zona terinvasi, R_w digantikan oleh R_{mf} , karena air formasi didesak oleh fluida yang bersaing dari lumpur pada saat pemboran, yang disebut *mud filtrate*. Untuk mendapatkan harga R_{mf} pada formasi di kedalaman tertentu, maka harus diketahui temperature formasi dengan rumus (Harsono, 1997):

$$T_f = \frac{D_f(BHT-ST)}{TD} + T_s \dots\dots\dots 20$$

Dimana:

T_f = Temperatur formasi (°F)

D_f = Kedalaman formasi (m)

ST/T_s = Temperatur permukaan (°F)

TD = Kedalaman total (m)

BHT = Temperatur dasar sumur (*Bore Hole Temperature*)

Penentuan R_{mf} yang terkoreksi terhadap temperature formasi dengan menggunakan persamaan:

$$R_m @ T_f = \frac{R_{mf}(T_s+6.77)}{T_f+6.77} \dots\dots\dots 21$$

Setelah nilai resistivitas lumpur terkoreksi, maka nilai tersebut dimasukkan dalam perhitungan resistivitas Air dengan persamaan:

$$R_w = R_m @ T_f \cdot \frac{R_t}{R_{xo}} \dots\dots\dots 22$$

Dimana:

R_w = Resistivitas Air

R_t = Resistivitas sebenarnya

R_{xo} = Resistivitas formasi pada zona terinvasi

$R_{xo} = F \times R_{mf}$ dan $R_o = F \times R_w$

R_o = *Wet resistivity* (yaitu resistivitas pada zona jenuh 100% air)

Penentuan R_w pada penelitian ini didasarkan pada analisa laboratorium yang menggunakan nilai CI dan suhu BHT yang kemudian dilakukan pengeplotan pada *Chart Schlumberger Gen-9*.

e. Saturasi Air (S_w)

Saturation atau kejenuhan cairan 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, dan lainnya, pori batuan ini tidak bisa kosong). Data saturasi pada umumnya dilaporkan dalam satuan persen, meskipun ada sebagian kecil yang masih dalam bentuk persamaan.

Salah satu parameter paling penting pada penentuan karakteristik suatu reservoir adalah kejenuhan hidrokarbon. Kejenuhan merupakan persentase dari rongga pori pada batuan reservoir yang terisi oleh hidrokarbon, penjelasan di atas dapat dituliskan pada persamaan dibawah:

$$S_{o/g} = 1 - S_w \dots\dots\dots 23$$

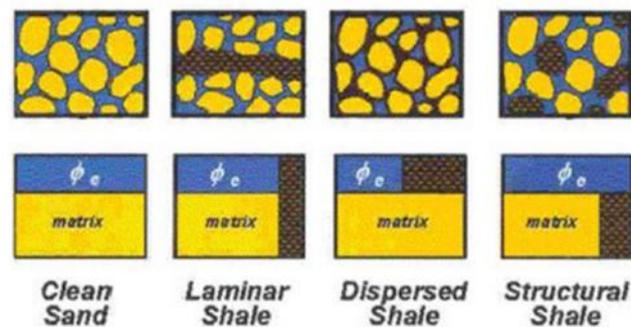
Dimana:

$S_{o/g}$ = Saturasi minyak atau gas

S_w = Saturasi air

Menurut Dwiyono dan Winardi (2014), untuk menentukan metode yang baik dalam menentukan nilai *water saturation*, perlu dilakukan penelitian secara bertahap. Dimulai dari penentuan jenis formasi, apakah berupa *shaly-sand formation* atau berupa *clean sand formation*. Jika yang dijumpai berupa *clean sand formation* maka penentuan metode saturasi

air akan menjadi lebih mudah karena pada formasi jenis ini tidak terdapat kandungan *shale* yang dapat mengganggu nilai perhitungan. Apabila reservoir yang kita teliti memiliki kandungan *shale* atau bahkan terdiri dari batuan karbonat, maka penelitian masih harus berlanjut hingga dapat diketahui bagaimana dampak dari kehadiran *shale* ataupun rongga-rongga yang terbentuk pada batuan karbonat terhadap nilai saturasi air yang akan dicari. Pada reservoir yang mengandung *shale*, perlu dilakukan berbagai penelitian lanjutan seperti menentukan volume *shale* yang ada pada suatu reservoir. Setelah itu kita perlu menentukan bagaimana jenis persebaran *shale* pada reservoir tersebut, apakah termasuk *structural shale* atau *laminated shale* atau jenis *shale* lainnya (**Gambar 23**). Setelah itu barulah kita bisa mengetahui metode *water saturation* air manakah yang akan cocok pada reservoir yang akan kita teliti.



Gambar 23. Ilustrasi perbandingan cara terdistribusinya *clay* dan dampaknya pada suatu reservoir (Dwiyono dan Winardi, 2014)

Dikarenakan daerah penelitian memiliki litologi dominan batugamping dan jenis reservoir termasuk kedalam jenis reservoir karbonat/bersih (*non-shaly*). Maka fokus teori dasar pada penentuan nilai saturasi air difokuskan pada metode Archie.

Metode Archie:

Saturasi Air berdasarkan metode Archie adalah:

$$S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t} \dots\dots\dots 24$$

Dimana:

S_w = Saturasi Air dari zona *uninvaded* (metode Archie) (%)

R_w = *Resistivity* formasi Air pada temperatur formasi ($\Omega \cdot m$)

R_t = *True Resistivity* dari formasi ($\Omega \cdot m$)

= Porositas (%)

a = Faktor *turtuosity*, batupasir = 0.62 dan batugamping = 1

m = Eksponen Sementasi, batupasir = 2.15 dan batugamping = 2

n = Eksponen saturasi, bervariasi dari 1.8-2.5. Nilai normalnya 2.0

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, kekurangan dari metode ini adalah bahwa 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.

f. *Bulk Volume of Water (BVW)*

Pada formasi bersih, baik reservoir *clean sand* maupun karbonat, *Bulk Volume Water (BVW)* merupakan hasil perkalian antara porositas dan saturasi Air.

$$BVW = \phi \times S_w \dots\dots\dots 25$$

Harga *BVW* ini akan relatif sama bila berada pada zona *irreducible water saturation* dan nilainya akan meningkat dari zona transisi hingga zona *free water level (FWL)* (Yunara dan Marhaendrajana, 2010).

g. Permeabilitas

Permeabilitas adalah kemampuan suatu batuan untuk mengalirkan fluida dan dinyatakan dengan simbol *K*. Permeabilitas adalah suatu besaran tensor (yang memiliki arah x, y, dan z) arah suatu aliran fluida menentukan besaran permeabilitas. Estimasi permeabilitas pada batuan karbonat tidak selalu mengikuti hubungan antara porositas dan permeabilitas, seperti halnya di batuan klastik (pasir). Karena distribusi dan ukuran saluran pori di batuan karbonat seperti *vuggy, interparticle* berpengaruh terhadap permeabilitas. Permeabilitas suatu batuan tergantung apakah porinya saling terhubung atau tidak (Nuryanto, 2014).

Menurut Bateman (1985) dalam Triyanto (2016), Besarnya permeabilitas suatu batuan tergantung pada porositas dan saturasi Air dan dapat dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$K = a \frac{\phi^b}{S_w^c} \dots\dots\dots 26$$

Dimana:

K = Permeabilitas (mildarcy)

= Porositas (%)

S_w = Saturasi Air (%)

a, b, c = Konstanta (Schlumberger: $a = 10000$, $b = 4,5$, $c = 2$)

Tabel 4. Nilai permeabilitas berdasarkan kualitas secara umum. (Koesoemadinata dalam Nurwidyanto dkk., 2005).

Nilai Porositas	Kualitas (umum)
< 5 mD	Ketat (<i>tight</i>)
5 – 10 mD	Cukup (<i>fair</i>)
10 – 100 mD	Baik (<i>good</i>)
100 – 1000 mD	Sangat Baik (<i>very good</i>)
➤ 1000 mD	Istimewa (<i>excellent</i>)

Permeabilitas absolut (K_{abs}) Permeabilitas absolut adalah permeabilitas bila fluida yang mengalir dalam media berpori terdiri hanya satu macam fluida atau disaturasi 100% fluida. Permeabilitas Efektif (K_{eff}) Permeabilitas efektif adalah permeabilitas bila fluida yang mengalir dalam media berpori lebih dari satu macam fluida, misalnya (minyak – air), (air – gas), (gas – minyak) atau ketiga-tiganya. Harga permeabilitas efektif dinyatakan sebagai ko, kg, kw, dimana masing-masing untuk minyak, gas, dan air. Permeabilitas relatif (K_{rel}) Permeabilitas relatif adalah perbandingan antara permeabilitas efektif pada kondisi saturasi tertentu dengan permeabilitas absolut. Harga permeabilitas relatif antara 0 – 1 darcy.

h. Lumping

Lumping merupakan nilai bungkal. Lumping dilakukan untuk mengetahui nilai kumulatif yang didapat dari parameter parameter petrofisika yang terdapat pada sumur-sumur eksplorasi. Nilai kumulatif

merupakan jumlah dari parameter tertentu pada setiap sampling dikalikan dengan nilai interval sampling. Nilai interval tergantung pada nilai penggal yang digunakan (Riyan, 2012).

Dalam penelitian ini, nilai penggal yang digunakan antara lain nilai penggal kandungan saturasi air (S_w), nilai penggal kandungan lempung (V_{cl}) dan nilai penggal porositas (). Nilai penggal ini berfungsi untuk menghilangkan bagian sumur yang dianggap tidak produktif sehingga didapatkan zona *net reservoir* dan *netpay*.

H. Definisi Cadangan

Menurut Kristanto (2012), definisi cadangan berdasarkan tingkat kepastian adalah sebagai berikut:

- Cadangan Pasti (*Proven Reserve*)

Cadangan pasti (*Proven Reserve*) adalah jumlah hidrokarbon yang ditemukan didalam batuan reservoir yang terbukti dapat diproduksi dengan menggunakan teknologi yang tersedia dengan tingkat keyakinan 90% berdasarkan data *log* sumur, geologi dan keteknikan reservoir serta dukungan oleh produksi aktual atau uji alir produksi.

- Cadangan Mungkin (*Probable Reserve*)

Cadangan Mungkin (*Probable Reserve*) adalah jumlah hidrokarbon yang ditemukan didalam batuan reservoir yang mungkin dapat diproduksi dengan menggunakan teknologi yang tersedia dengan tingkat keyakinan 50% berdasarkan data *log* sumur, geologi dan keteknikan reservoir tetapi tidak/belum didukung oleh data produksi aktual atau uji alir produksi.

- Cadangan Harapan (*Possible Reserve*)

Cadangan Harapan (*Possible Reserve*) adalah jumlah hidrokarbon yang ditemukan didalam batuan reservoir yang diharapkan dapat diproduksi dengan menggunakan teknologi yang tersedia dengan tingkat keyakinan 10% berdasarkan korelasi data geologi, geofisika, keteknikan reservoir dan belum ada data sumur.

1. Penentuan Cadangan Hidrokarbon Metode Volumetrik

Pada metode ini perhitungan didasarkan pada persamaan volume, data-data yang menunjang dalam perhitungan cadangan ini adalah porositas dan saturasi hidrokarbon. Persamaan yang digunakan dalam metode volumetris adalah *IGIP (Initial Gas In Place)* atau *IOIP (Initial Oil In Place)*.

Initial Oil In Place (IOIP)

$$IOIP = \frac{V_b \times \Phi \times (1 - S_w)}{B_{oi}} \times 7758 Bbl \dots\dots\dots 27$$

Dimana:

IOIP = Initial Oil in Place (STB, Stock Tank Barrel)

7758 = Faktor konversi dari acre.ft ke barrels

V_b = Volume bulk dari reservoir (acre.ft)

= Porositas sesungguhnya (%)

S_w = Saturasi Air (%)

B_{oi} = Oil formation volume factor (STB/bbls)

Initial Gas In Place (IGIP)

$$IGIP = \frac{V_b \times \Phi \times (1 - S_w)}{B_{gi}} \times 43560 MCF \dots\dots\dots 28$$

Dimana:

IGIP = Initial Gas in Place (SCF, Standart Cubic Feet)

43560 = Faktor konversi dari acre.ft ke cubic.ft

- V_b = Volume bulk dari reservoir (acre.ft)
 = Porositas sesungguhnya (%)
 S_w = Saturasi air (%)
 B_{gi} = *Gas formation volume factor* (SCF/cuft)

(Triwibowo, 2010).

I. Uji Statistik

1. Pengertian Korelasi

Koefisien korelasi (r) digunakan untuk mengetahui kuat atau tidaknya hubungan antara variabel – variabel bebas dan variabel tidak bebas. Nilai koefisien korelasi berada antara 1 dan -1 ($-1 \leq r \leq 1$). Variabel – variabel dikatakan memiliki korelasi yang kuat jika nilai koefisien korelasinya lebih besar dari 0,5 atau lebih kecil dari -0,5. Jika nilai koefisien korelasinya positif berarti kenaikan (penurunan) nilai variabel bebas pada umumnya diikuti oleh kenaikan (penurunan) nilai variabel tidak bebas, sedangkan jika nilai koefisien korelasinya negative berarti kenaikan (penurunan) nilai variabel bebas pada umumnya diikuti oleh penurunan (kenaikan) nilai variabel tidak bebas. Jika koefisien korelasi ditemukan tidak sama dengan nol (0), maka terdapat hubungan antara dua variabel tersebut. Jika koefisien korelasi ditemukan +1, maka hubungan tersebut disebut sebagai korelasi sempurna atau hubungan linear sempurna dengan kemiringan (*slope*) positif. Sebaliknya, jika koefisien korelasi ditemukan -1, maka hubungan tersebut disebut sebagai korelasi sempurna atau hubungan linear sempurna dengan kemiringan (*slope*) negatif. Dalam korelasi sempurna tidak diperlukan lagi pengujian hipotesis mengenai

signifikansi antar variabel yang dikorelasikan, karena kedua variabel mempunyai hubungan linear yang sempurna. Artinya variabel X mempunyai hubungan sangat kuat dengan variabel Y. Jika korelasi sama dengan nol (0), maka tidak terdapat hubungan antara kedua variabel tersebut (Budiwati dkk, 2010).

2. Korelasi *Product Moment Pearson*

Pearson r correlation biasa digunakan untuk mengetahui hubungan pada dua variabel. Korelasi dengan *Pearson* ini mensyaratkan data terdistribusi normal. Rumus yang digunakan adalah sebagai berikut (Telussa, 2013):

$$r = \frac{n \sum XY - (\sum X)(\sum Y)}{\sqrt{\{n \sum X^2 - (\sum X)^2\} \{n \sum Y^2 - (\sum Y)^2\}}} \dots\dots\dots 29$$

Dimana, n = Banyaknya Pasangan data X dan Y

X = Total jumlah variabel X

Y = Total jumlah variabel Y

X^2 = Kuadrat dari total jumlah variabel X

Y^2 = Kuadrat dari total jumlah variabel Y

XY = Hasil perkalian dari total jumlah variabel X dan Y

Menurut Guilford (1956), interpretasi terhadap harga atau koefisien korelasi secara konvensional adalah sebagai berikut :

Tabel 5. Interpretasi koefisien korelasi

Koefisien Korelasi r	Interpretasi
0,80 – 1,00	Sangat tinggi
0,60 – 0,80	Tinggi
0,40 – 0,60	Cukup
0,20 – 0,40	Rendah
0,00 – 0,20	Sangat Rendah

3. Analisis Regresi Linier Sederhana

Analisis regresi merupakan salah satu analisis statistik yang sering digunakan untuk menganalisis hubungan antara dua variabel atau lebih. Analisis regresi merupakan metode analisis yang dapat digunakan untuk menganalisis data dan mengambil kesimpulan yang bermakna tentang hubungan ketergantungan variabel terhadap variabel lainnya. Hubungan yang didapat pada umumnya dinyatakan dalam bentuk persamaan matematika yang menyatakan hubungan antara variabel bebas (*independent variable*) dan variabel tak bebas (*dependent variable*) dalam bentuk persamaan sederhana (Rahmadeni dan Anggreni, 2014).

IV. METODOLOGI PENELITIAN

A. Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian ini dilaksanakan di departemen *Geology and Geophysics* PT. Pertamina EP Asset 2, Prabumulih dan laboratorium Teknik Geofisika Universitas Lampung. Penelitian dilakukan selama 4 bulan sampai terlaksananya sidang komprehensif. *Time schedule* penelitian dapat dilihat pada **Tabel 6**:

Tabel 6. *Time Schedule* Penelitian

No	Kegiatan	Bulan (Minggu ke-)															
		Februari				Maret				April				Mei			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Studi Literatur																
2	Pengumpulan Data																
3	Pengolahan Data																
4	Interpretasi dan Pembahasan																
5	Penyusunan Skripsi																
6	Bimbingan dan Seminar Usul																
7	Revisi dan Bimbingan Hasil																
8	Seminar Hasil																
9	Sidang Komprehensif																

B. Alat dan Bahan

Alat yang digunakan dalam penelitian ini yaitu seperangkat komputer yang telah dilengkapi dengan perangkat lunak *Hampson Russel Software (HRS)*, *Petrel 2009.1*, dan *Surfer 11* serta alat tulis.

Sedangkan data utama yang digunakan adalah Data Eksplorasi Geofisika berupa Data Seismik 3D PSTM (*.segy), data sumur (*.las) berjumlah 6 sumur, data *Checkshot*, data *Marker*, data *Well Header*, serta data penunjang petrofisika berupa data analisa air dan data produksi. Berikut penjelasannya:

1. Data Seismik

Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini adalah data seismik 3 dimensi (3D) *Post Stack Time Migration* (PSTM), berbentuk *non-preserve* (data yang sudah dilakukan *processing* dan pemfilteran). Data seismik ini memiliki format SEG-Y, yang selanjutnya dipakai untuk inversi impedansi akustik.

2. Data Sumur

Data *log* sumur yang digunakan adalah data *Log Gamma Ray (GR)*, *Log Caliper*, *Log Resistivity (MFSL, LLS, ILD, LLD, HDRS, HMRS)*, *Log Density (RHOB)*, dan *Log Neutron (NPHI)*, *Log Sonic (DT)* tersedia pada 6 sumur. Jenis sumur pada lapangan ini merupakan sumur vertikal.

Tabel 7. Kelengkapan data *log* tiap sumur

No	Well	Gamma Ray	SP	Caliper	Resistivity						Porosity	Density	Sonic
					ILD	LLD	LLS	MSFL	HDRS	HMRS	NPHI	RHOB	
1	GEO 02	√	√	√	√	-	-	√	-	-	√	√	√
2	GEO 08	√	√	√	√	-	-	√	-	-	√	√	-
3	GEO 12	√	√	√	√	-	-	-	-	-	√	√	-
4	GEO 15	√	√	√	-	√	√	-	-	-	√	√	-
5	GEO 22	√	√	√	-	√	√	√	-	-	√	√	√
6	GEO 26	√	√	√	√	-	-	-	-	-	√	√	√
7	GEO 27	√	√	√	-	-	-	-	√	√	√	√	√

Log sumur ini digunakan dalam analisa petrofisika untuk menentukan jenis litologi, zona prospek hidrokarbon, jenis hidrokarbon, letak reservoir, nilai permeabilitas, porositas, resistivitas air, saturasi air serta lumping atau penentuan zona *netpay*.

3. Data *Checkshot*

Data *check shot* adalah data interval yang terdapat pada sumur. Data ini digunakan untuk melakukan pengikatan antara data sumur dengan data seismik (*well seismic tie*) dan mengoreksi Log *Sonic-P*, berfungsi melakukan konversi data *time* ke *domain depth*. Pada penelitian ini data *checkshot* yang digunakan adalah data *checkshot* BTG-27.

4. Data *Marker*

Data *marker* digunakan sebagai acuan melakukan *picking horizon* dan pengikatan data sumur dan seismik. Data *marker* yang digunakan untuk pemetaan batas atas Formasi Batu Raja adalah *Top BRF*, dan untuk batas bawah adalah *Bottom BRF*.

5. *Well Header*

Well Header merupakan data yang memuat tentang riwayat pengeboran suatu sumur. Komponen yang ada pada *well header* yang digunakan pada penelitian ini antara lain nilai koordinat x dan y suatu sumur, *KB surface*, elevasi, total kedalaman sumur, *Bore Hole Temperature* (BHT), R_{mf} Temperatur.

6. Data Analisa Air

Data analisa air merupakan data yang diperoleh dari uji laboratorium. Salah satu komponen yang digunakan dari data analisa airnya ini adalah kandungan

Cl⁻, dalam mg/L yang dimiliki oleh suatu formasi (dalam hal ini formasi Batu Raja) pada suatu sumur. Nantinya, data ini akan dikombinasikan dengan data *Bore Hole Temperature* untuk mendapatkan nilai resistivitas air.

7. Data Uji Produksi

Data uji produksi yang dimaksud disini adalah data uji produksi tiap sumur pada saat pertama kali dilakukan produksi setelah penembakan (perforasi) yang pertama. Komponen yang dimuat pada data uji produksi ini antara lain riwayat penembakan pada sumur, riwayat uji produksi, jenis fluida yang diproduksi serta volume dari fluida yang diproduksi tersebut.

C. Prosedur Penelitian

1. Studi Literatur

Tahap studi literatur ditujukan untuk memahami konsep dasar geologi maupun geofisika dari penelitian yang akan dilakukan. Pada studi literatur ini, penulis mempelajari mengenai tatanan geologi dan stratigrafi regional daerah penelitian, memahami konsep pengendapan sedimen karbonat dan melakukan analisis terhadap data eksplorasi geofisika berupa data struktur dan data sumur serta data analisa air.

2. Pengolahan Data Seismik

Tahap pengolahan data seismik dimulai dengan menginput data seismik, data checkshot, data sumur dan data marker kedalam perangkat lunak. Selanjutnya dilakukan analisis sumur untuk melihat secara langsung zona yang berpotensi memiliki kandungan hidrokarbon. Dengan demikian kita dapat mengetahui korelasi ketebalan rata-rata dari masing-masing sumur.

Tahap selanjutnya adalah melakukan ekstraksi *wavelet*, dimana pada tahap ini *wavelet* yang digunakan adalah *wavelet ricker*. Kemudian dilakukan pembuatan sinsetik seismogram yang merupakan hasil konvolusi dari koefisien refleksi dengan *wavelet*. Dilanjutkan dengan analisis *crossplot* dan analisis *tunning thickness*. Analisis *crossplot* dilakukan antara dua parameter log pada sumbu kartesian X dan Y. Analisis ini ditujukan untuk uji sensitivitas parameter data log dalam membedakan jenis litologi serta menentukan *cutoff* dari tiap parameter data log terhadap jenis litologinya. Sedangkan analisis *tunning thickness* dilakukan untuk mengetahui ketebalan minimum zona prospek yang masih dapat ter-cover pada data seismik. Adapun batuan yang dapat dibedakan oleh data seismik adalah batuan yang mempunyai ketebalan $1/4$. Dimana nilai dapat ditentukan dengan menggunakan **persamaan 8**. Berdasarkan analisis ini, terbukti bahwa daerah penelitian memiliki resolusi vertikal yang baik sehingga zona prospek hidrokarbon lapangan GEO dapat ter-cover pada data seismik. Dari proses ini, selanjutnya dapat dilakukan analisis *direct hydrocarbon indicators* (DHI) untuk melihat ciri-ciri keberadaan hidrokarbon pada penampang seismik area *outstep* lapangan GEO. Dari hasil analisis DHI, ditemukan area *outstep* yang terindikasi mengandung hidrokarbon dengan ciri-ciri terdapat *flat zone* dan *gas chimney* pada penampang seismik. Ini menjadi modal penting dalam melakukan proses pengolahan selanjutnya.

Tahap berikutnya yaitu melakukan pengikatan data sumur dengan data seismik (*well seismic tie*). Proses ini dilakukan untuk menyamakan domain sumur yaitu kedalaman dengan domain seismik yaitu waktu. Pada proses ini,

yang dirubah domainnya adalah domain data sumur, dari kedalaman menjadi waktu. Tujuan akhir dari pengikatan ini adalah mengetahui posisi *marker* geologi pada data seismik. Proses *well seismic tie* ini sangat dipengaruhi oleh *shifting* dan *stretching*. *Shifting* adalah proses memindahkan seluruh komponen seismogram ke posisi yang diinginkan. Proses ini dilakukan karena adanya perbedaan datum antara data seismik dan data sumur. Sedangkan *stretching* adalah proses meregangkan antara dua amplitude yang berdekatan pada data seismogram. Setelah itu, dilakukan tahap *picking* horizon yaitu membuat garis horizon pada kemenerusan tiap penampang seismik. Acuan dalam melakukan *picking* horizon adalah data marker. Pada tahap ini, informasi mengenai keadaan geologi, lingkungan pengendapan dan arah penyebaran reservoir sangat diperlukan. Hasil yang didapat setelah melakukan tahap ini adalah peta struktur waktu (*time structure map*). Setelah didapat peta struktur waktu, dilakukan *time to depth conversion* untuk mendapatkan peta struktur kedalaman. Lalu, dilakukan pembuatan peta ketebalan (*isopach*) dengan memanfaatkan peta struktur kedalaman.

Tahap terakhir dalam pengolahan data seismik pada penelitian ini adalah inversi impedansi akustik. Inversi seismik didefinisikan sebagai pemodelan geologi bawah permukaan bumi dengan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol. Sehingga inversi impedansi akustik adalah pemodelan geologi bawah permukaan bumi berdasarkan nilai akustik impedansi. Langkah pertama yang dilakukan adalah membuat *initial model*, yaitu membuat penyebaran nilai *p-impedance* pada data seismik. Nilai *p-impedance* sendiri

berasal dari nilai *p-wave* dari log *sonic* dikalikan dengan nilai densitas dari log *RHOB* pada masing-masing sumur. Setelah itu melakukan analisis inversi. Hal ini ditujukan untuk melihat nilai error dari *p-impedance* log dengan *p-impedance* inversi serta melihat korelasi antara *synthetic trace* dan *seismic trace*. Dilanjutkan dengan melakukan inversi akustik impedansi dengan menggunakan *initial model* sebagai inputnya. Pada penelitian ini, metode inversi yang digunakan adalah metode *bandlimited*. Hasil dari inversi ini kemudian di *slice* untuk mendapatkan peta sebaran *AI* dan densitas yang selanjutnya akan digunakan sebagai petunjuk penyebaran parameter petrofisika.

3. Pengolahan Data Petrofisika

Pengolahan data petrofisika diawali dengan melakukan pemodelan 2D data log sebagai peta kedalaman dan dilanjutkan dengan zonasi per-formasi berdasarkan data marker. Setelah itu dilakukan dua tahapan interpretasi berupa analisis kualitatif dan analisis kuantitatif.

a. Interpretasi Kualitatif

Interpretasi kualitatif dilakukan secara *quicklook* guna membantu menginterpretasikan zona *porous permeable*, ketebalan dan batas lapisan, jenis litologi atau mineral, dan fluida pengisi formasi pada sumur yang teramati sebelum melakukan analisis kuantitatif. Interpretasi ini dilakukan dengan mengidentifikasi karakteristik bentuk atau defleksi kurva log.

b. Interpretasi Kuantitatif

Pada tahap ini, dilakukan perhitungan parameter petrofisika berupa:

- Kandungan volume *shale/clay* dengan formula log *Gamma Ray*.

- Porositas efektif berdasarkan data *log* dengan formula *log Neutron-Density*.
- Resistivitas air, berdasarkan data analisa air berupa kandungan unsur Cl^- pada formasi dan *Bore Hole Temperature* (BHT) yang kemudian di plot menggunakan *chart Schlumberger Gen-9* untuk mengetahui hubungan ketiganya.
- Saturasi air, berdasarkan data *log* dengan Formula Archie. Formula ini digunakan berdasarkan jenis reservoir yang merupakan reservoir karbonat (bersih).
- Permeabilitas, berdasarkan data *log* dengan Formula permeabilitas Schlumberger.
- *Bulk Volume Water (BVW)*, yang merupakan hasil kali antara porositas efektif dan saturasi air. Nilai ini selanjutnya akan digunakan dalam pembuatan peta persebaran saturasi air.

Serta menghitung nilai *cutoff* dari tiap parameter, yang selanjutnya akan digunakan sebagai input dalam proses lumping. Adapun perhitungan *cutoff* tersebut sebagai berikut:

- *Cutoff* porositas, dengan melakukan *crossplot* antara nilai porositas efektif terhadap data uji produksi.
- *Cutoff volume shale*, dengan melakukan *crossplot* antara nilai *volume clay gamma ray (Vcl GR)* terhadap nilai porositas efektif.
- *Cutoff* saturasi air, dengan melakukan *crossplot* antara nilai saturasi air dengan nilai porositas efektif.

Dari nilai *cutoff* tersebut kemudian dilakukan proses lumping, yang bertujuan untuk mendapatkan ketebalan *netpay*. Nilai ini selanjutnya akan digunakan dalam perbandingan dengan peta *isopach gross*, sehingga didapatkan *netpay area* dari peta *isopach*.

4. Pembuatan Peta Sebaran Properti Reservoir dan Perhitungan Cadangan Hidrokarbon

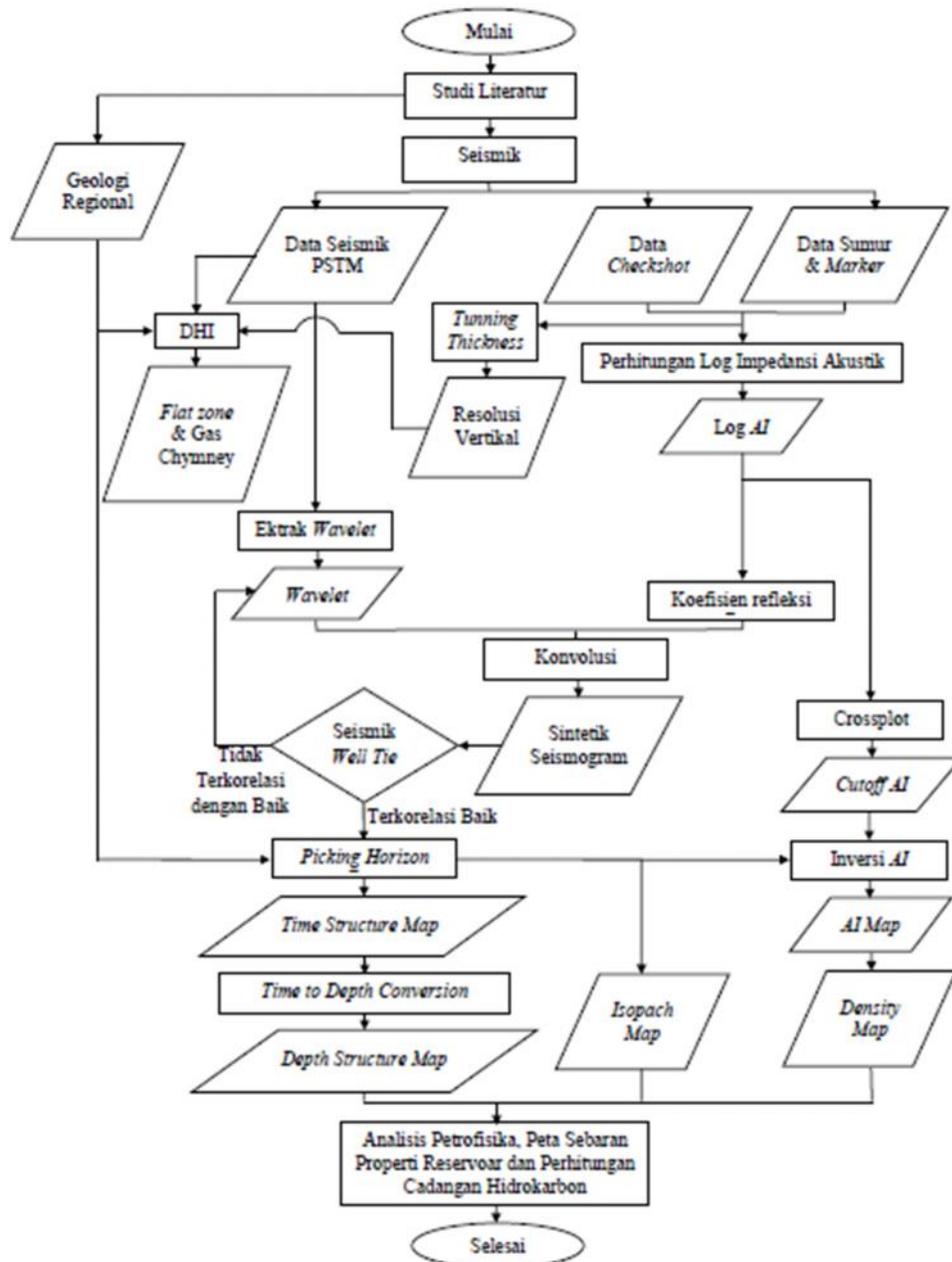
Pembuatan peta sebaran reservoir terdiri dari peta sebaran *PHIE* dan saturasi air. Pada pembuatan peta sebaran *PHIE* dilakukan perhitungan statistik untuk menentukan gradient korelasi dan persamaan antara nilai *RHOB* dan *PHIE* sebagai fungsi dalam penyebaran nilai *PHIE* dalam peta densitas (hasil pengolahan data seismik). Korelasi yang dilakukan menggunakan metode *Product moment pearson*.

Setelah didapatkan peta sebaran *PHIE* dengan metode diatas, selanjutnya adalah membuat peta sebaran saturasi air. Pembuatan peta sebaran saturasi air ini dilakukan dengan memanfaatkan nilai *bulk volume water* (hasil analisis kuantitatif petrofisika) melalui **Persamaan 25** sebagai input penyebaran nilai saturasi air dalam peta *PHIE*.

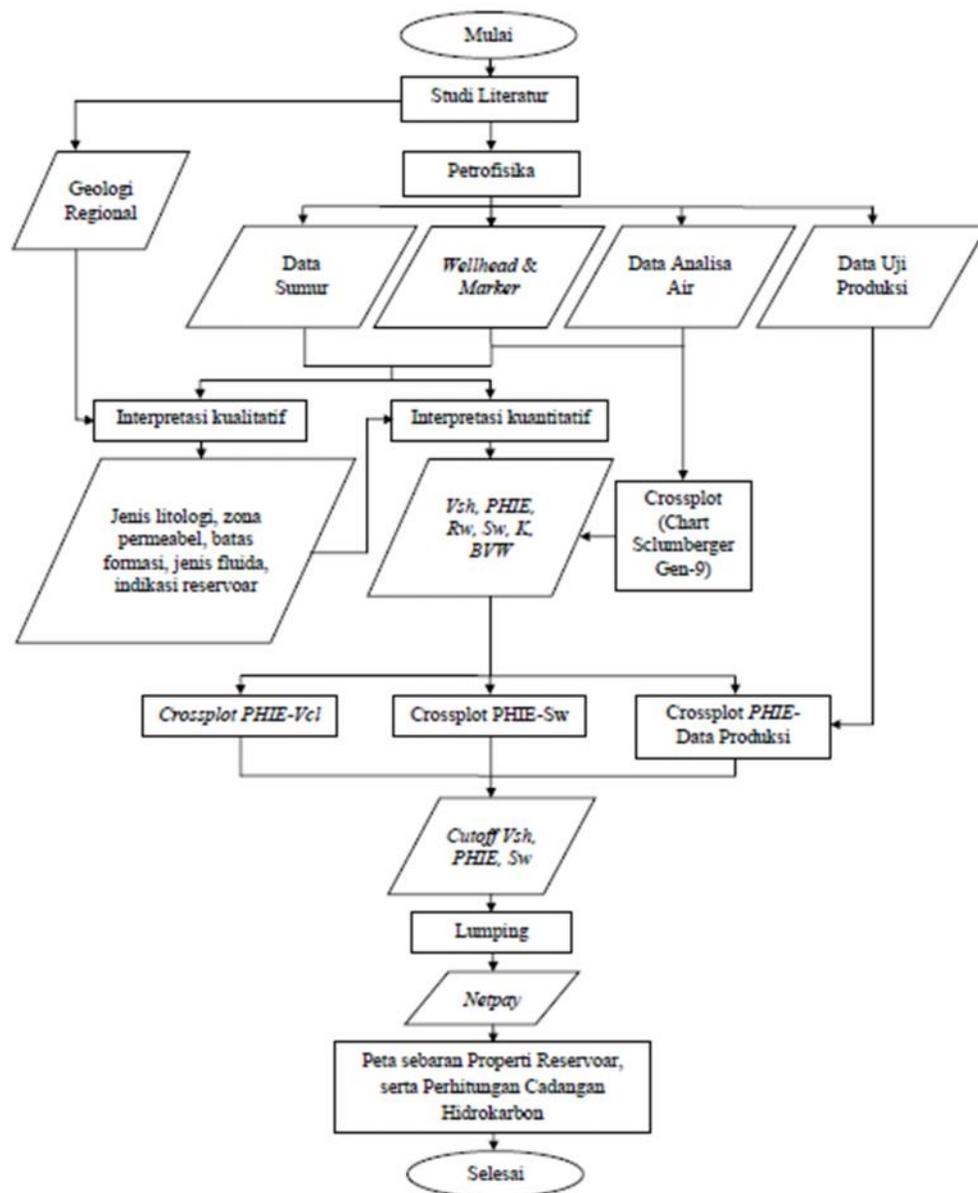
Setelah didapatkan peta isopach dari hasil pengolahan data seismik dan peta sebaran *PHIE* serta saturasi air, kemudian dilakukan pemusatan area prospek. Yang menjadi petunjuk dalam proses pemusatan area prospek ini adalah DHI, peta sebaran *AI* dan densitas, hasil analisis petrofisik serta geologi regional. Setelah area terpusat, dilakukan pemenggalan nilai *PHIE* dan saturasi air untuk selanjutnya dilakukan perhitungan cadangan hidrokarbon area tersebut.

D. Diagram Alir

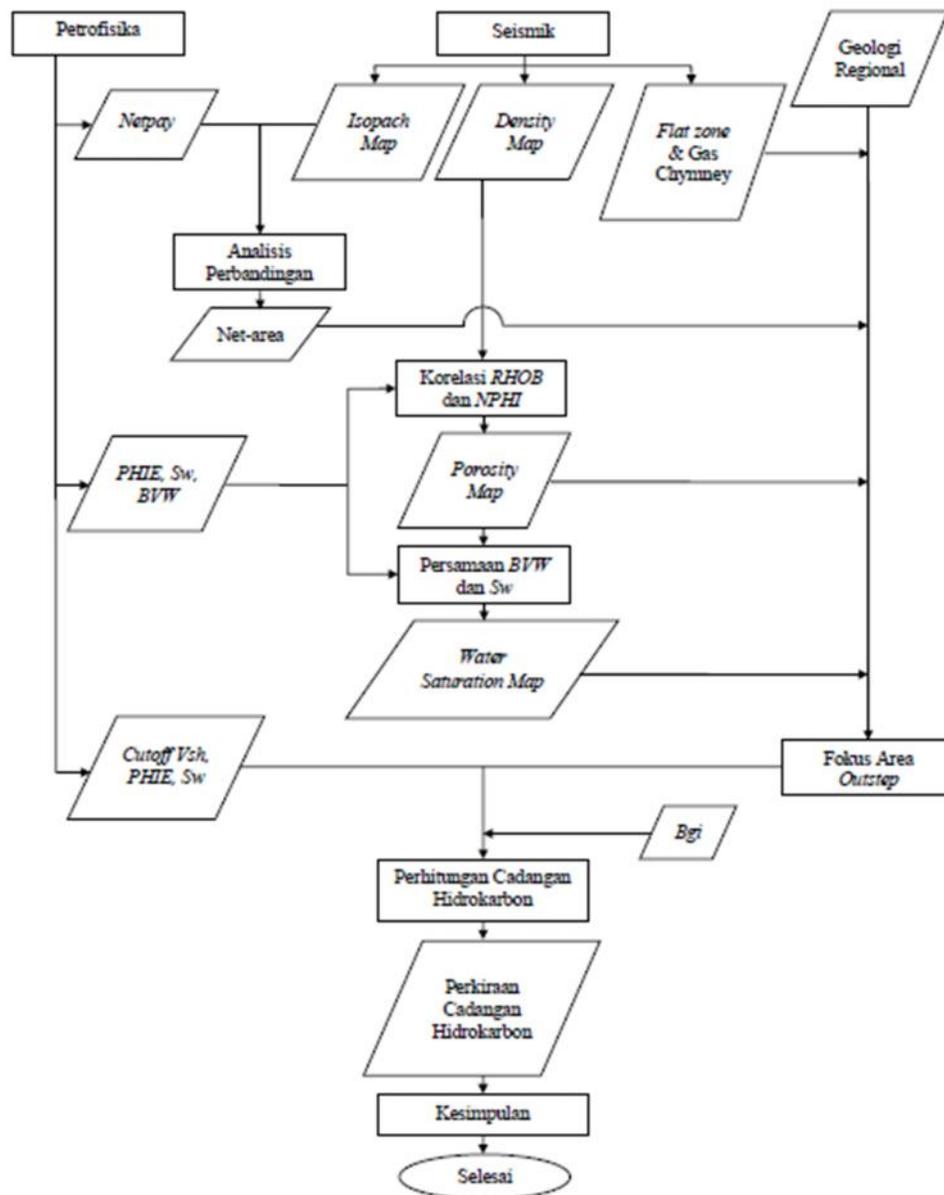
Pada penelitian ini, penulis membuat diagram alir menjadi 3 bagian berdasarkan pengolahan dan analisis data utama. Ketiga diagram alir tersebut tertera pada **Gambar 24**, **Gambar 25** dan **Gambar 26** berikut:



Gambar 24. Diagram Alir Pengolahan dan Analisis Data Seismik



Gambar 25. Diagram Alir Pengolahan dan Analisis Data Petrofisika



Gambar 26. Diagram Alir Pembuatan Peta Sebaran Properti Reservoir dan Perhitungan Perkiraan Cadangan Hidrokarbon

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

A. Kesimpulan

Dari penelitian yang telah dilakukan maka dapat disimpulkan bahwa:

1. Ditemukannya indikasi zona reservoir prospek area outstep di arah utara Lapangan GEO. Hal yang mengindikasikan zona prospek reservoir ini adalah ditemukannya zona karbonat *porous* yang dijustifikasi sebagai *reef build up* karbonat, terdapat *flat zone* dan *gas chimney* pada penampang seismik untuk area tersebut dan jika dilihat berdasarkan sebaran nilai *acoustic impedance* hasil inversi seismik, area tersebut merupakan area *low acoustic impedance*.
2. Fokus area *outstep* daerah penelitian memiliki rata rata nilai porositas sebesar 15,65%, resistivitas air berkisar 0,2% dan saturasi air sebesar 38,21% serta ketebalan netpay reservoir 12,8m.
3. Berdasarkan analisis peta sebaran properti reservoir, zona prospek hidrokarbon fokus area *outstep* berada disebelah utara lapangan Geo. Berdasarkan peta sebaran properti reservoir juga dapat dilihat bahwa pola sebaran antar properti reservoir hampir sama dikarenakan *guide* yang digunakan merupakan *guide* tunggal berupa peta sebaran densitas.
4. Perhitungan cadangan dilakukan secara volumetrik menggunakan persamaan IGIP, dikarenakan prospek utama pada fokus area outstep

berupa gas. Dengan luas daerah sebesar $1921079,2863\text{m}^2$ perkiraan cadangan gas yang dihitung secara volumetrik menghasilkan angka 10,30933 BSCF untuk fokus area *outstep* lapangan GEO.

B. Saran

Berdasarkan pembahasan pada bab diatas maka saran dari penulis adalah sebagai berikut:

1. Perlu adanya perhitungan perekonomian dalam mengembangkan area *outstep* penelitian menuju tahap produksi, dengan acuan lokasi sumur eksplorasi ditempatkan pada area *low acoustic impedance*.
2. Apabila dilakukan penelitian lebih lanjut dengan kajian yang sama, diharapkan dilakukan analisis berdasarkan ilmu geologi mengenai fasies pengendapan yang lengkap dan klasifikasi jenis karbonat area penelitian sebagai validasi dalam penemuan prospek area baru.

DAFTAR PUSTAKA

- Afriani, Y., Makhrani., dan Syamsuddin. 2005. Penentuan Kualitas Batubara Berdasarkan Log Gamma Ray, Log Densitas dan Analisis Parameter Kimia. *Jurnal Geofisika UNHAS*. Kalimantan: UNHAS.
- Ahr, W. M. 2008. *Geology Ff Carbonate Reservoirs – The Identification, Description and Characterization of Hydrocarbon Reservoir in Carbonat Rocks*. Texas A&M University. A John Wiley & Sons Inc Publication.
- Alfin, W. 2016. *Analisis AVO, Inversi dan Neural Network Untuk Karakteristik Reservoar Early Miocene Lapangan Offshore Al-Fitra*. Lampung: Universiitas Lampung.
- Bahar, M. F. 2016. *Penggunaan Metode Inversi Impedansi Akustik (IA) Untuk Menentukan Sebaran Reservoar Karbonat*. Malang: Universitas Islam Negeri Maulana Malik Ibrahim.
- Bishop, M. G. 2001. South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System. *Jurnal USGS*. Denver. Colorado.
- Brown, E. G., Rodriguez, M., dan Raphael, D. 2012. *Application of Borehole Geophysics at Contaminated Sites – Guidance Manual for Groundwater Investigations*. Department of Toxic Substances Control, California Environmental Protection Agency, California.
- Budiwati, T., Budiyo, A., Setyawati, W., dan Indrawati, A. 2010. Analisis Korelasi Pearson Untuk Unsur – Unsur Kimia Air Hujan Di Bandung. *Jurnal Sains Dirgantara*. Vol. 7. Hal 100 – 112.
- Catur, B. P. 2011. *Analisa Petrofisika Untuk Karakterisasi Reservoar Lapangan “X”*. Depok: Universitas Indonesia.
- Dewanto, O. 2009. *Well Logging*. Lampung: Universitas Lampung.
- Dewanto, O. 2015. *Penuntun Praktikum Well Logging*. Lampung: Universitas Lampung.
- Dewi, I. P., Nugroho, H., Aribowo, Y., Muharto, dan Daulati, A. 2013. Interpretasi Lingkungan Pengendapan Formasi Talang Akar Berdasarkan

Data Cutting Dan Wireline Log Lapangan X Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Sains*. Semarang: Universitas Diponegoro.

- Dwiyono, I. F., dan Winadi, S. 2014. Kompilasi Metode Water Saturation Dalam Evaluasi Formasi. *Jurnal Prosiding Semnas Kebumihan ke-7*. Yogyakarta: Universitas Gadjah Mada.
- Fahrullah, W. 2014. *Deteksi Persebaran Reservoir Pasir Gas Menggunakan Analisis Amplitudo Versus Offset (AVO) Data Seismik 3D PSTM Penobscot, Kanada*. Yogyakarta: Universitas Gadjah Mada.
- Ginger, D. dan Fielding, K. 2005. The Petroleum Systems and Future Potential of the South Sumatera Basin”. *Journal Proceedings Indonesian Petroleum Association 2005*, IPA05-G-039, p. 67 – 89.
- Glover, P. W. J. 2000. *Petrophysics*. Department of Geology and Petroleum Geology, University of Aberdeen, UK.
- Guilford, J.P. (1956). *Fundamental Statistics in Psychology and Education*. (p. 145). New York: McGraw Hill.
- Hardiansyah, I. 2015. *Identifikasi Zona Reservoir Sand Menggunakan Seismik Inversi Akustik Impedansi dan Analisis Atribut pada Lapangan "Bisma" Formasi Talang Akar Cekungan Sumatera Selatan*. Skripsi Sarjana pada Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta: tidak diterbitkan.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oilfield Services. Jakarta.
- Kristanto, D. 2012. *Teknik Reservoir: Teori dan Aplikasi*. Yogyakarta: Penerbit Pohon Cahaya.
- Latif, M. H., Lantu, dan Sabrianto. 2013. Investigasi Lapisan Bedrock Dengan Menggunakan Metoda Seismik Refraksi- Studi Kasus: GOR Universitas Hasanuddin. *Jurnal UNHAS*. Makasar: Universitas Hasanuddin.
- Maulana, M. I., Utama, W., dan Hilyah, A. 2016. Analisa Petrofisika dan Penentuan Zona Potensi Hidrokarbon Lapangan "Kaprasida" Formasi Baturaja Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Teknik ITS*. Vol. 5. No. 2. Surabaya, Indonesia.
- Muhartanto, A. dan Iskandar, E. 2006. Penentuan Peta Sebaran Potensi GMB (Sweet Spot Area) Di Daerah Bukit Asam, Sumatera Selatan. *Jurnal MINDAGI*. USAKTI. Vol. 10. Hal 27 – 54.
- Nurwidyanto, M.I., Noviyanti, I. dan Widodo, S. 2005. "Estimasi Hubungan Porositas dan Permeabilitas pada Batupasir (Study Kasus Formasi Kerek, Ledok, Selorejo)". *Jurnal Berkala Fisika*. Vol. 8, No. 3. Hal. 87 – 90.

Universitas Diponegoro.

- Nuryanto, A. dan Santosa, B. J. 2014. Evaluasi Formasi Menggunakan Data Log dan Data Core Lapangan X Cekungan Jawa Timur Bagian Utara. *Jurnal Sains Dan Seni Pomits*. Vol. 3, No. 2. Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Pertiwi, H. A. 2015. *Karakterisasi Reservoar Karbonat Dengan Metode Inversi Acoustic Impedance (AI) Pada Lapangan "TA" Formasi Ngerayong Dan Bulu Cekungan Jawa Timur*. Lampung: Universitas Lampung.
- Pulunggono, A., Haryo, A. S., dan Kosuma, C. G. 1992. Pre-Tertiary And Tertiary Fault System AS A Framework Of The South Sumatra Basin; A Study Of Sar-Maps. *Journal 21st Annual Convention Proceedings*.
- Purwanto, T., Isnaniawaghani, V., Mulyana, B., dan Widiyanto, E. 2015. Penentuan Posisi Marker Sekuen Stratigrafi Sebagai Dasar Pengikat Korelasi Lithostratigrafi Di Daerah Limau Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Semnas ke-II Fakultas Teknik Geologi Unpad*. Bandung: Universitas Padjajaran.
- Qiang, G. 2014. *Tuning, AVO, and Flat-Spot Effect In A Seismic Analysis Of North Sea Block F3*. Thesis. Michigan Technology University.
- Rahmadeni, dan Anggreni, D. 2014. Analisis Jumlah Tenaga Kerja Terhadap Jumlah Pasien RSUD Arifin Achmad Pekanbaru Menggunakan Metode Regresi Gulud. *Jurnal Sains, Teknologi dan Industri*. Vol.12. No. 1. Hal. 48-57. UIN Suska Riau.
- Reynold, J. M. 1997. *An Introduction To Applied And Environmental Geophysics*. Instituto De Geofisica Biblioteca. John Wiley & Sons, inc. Chichester.
- Rider, M. 1996. *The Geological Interpretation of Well Logs 2nd Edition*, Interprint Ltd, Malta.
- Rider, M., 2002, *The Geological Interpretation of Well Logs. Second Edition*, Sutherland, Skotlandia.
- Riyan. 2012. *Analisa Petrofisika Dan Evaluasi Formasi Batuan Reservoar Pada Lapangan Barent Sea*. Depok: Universitas Indonesia.
- Rosyidan, C., Satiawan, L., dan Satiyawira, B. 2015. Analisa Fisikaminyak (Petrophysics) Dari Data Log Konvensional Untuk Menghitung Sw Berbagai Metode. *E-Jurnal Prosiding Seminar Nasional Fisika*. Vol. 4. Jakarta: Universitas Trisakti.
- Schlumberger. 1989. *Log Interpretation Principles/Applications*. Sugar Land, Texas.

- Septianingrum, R., Nugroho, H., Hidajat, W. K., Rachman, H., dan Heriadji, Y. 2014. Penentuan Zona Prospek Reservoir Hidrokarbon Pada Tahap Eksplorasi Dengan Analisis Petrofisika Formasi Baturaja Lapangan “IRFA” Blok Sekayu Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Geologi UNPAD*. Semarang: Universitas Diponegoro.
- Situmeang, M. 2012. *Karakterisasi Reservoir Karbonat Menggunakan Inversi Sparse Spike Di Lapangan “Panda” Formasi Kais Cekungan Salawati, Papua*. Yogyakarta: UPN “Veteran”.
- Suardi, U. 2012. *Identifikasi Penyebaran Dan analisis Stripping Ratio (SR) Seam Batubara Dengan Menggunakan Data Geofisika Logging Pada Area Pit – 3 Konsesi Tambang Batubara Di Kohong – Kalimantan Tengah*. Lampung: Universitas Lampung.
- Susilowati, T., dan Sutoyo. 2009. Model Fasies Karbonat Baturaja, Lapangan Danendra, Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Ilmiah MTG*. Vol. 2, No. 1. Yogyakarta: UPN “Veteran”.
- Telford, W. M., Geldart, L. P., dan Sheriff, R. E. 1990. *Applied Geophysics – Second Edition*. United Kingdom: Cambridge University Press.
- Telussa, A. M., Persulesy, E. R., dan Leleury, Z. A. 2013. Penerapan Analisis Korelasi Parsial Untuk Menentukan Hubungan Pelaksanaan Fungsi Manajemen Kepegawaian Dengan Efektivitas Kerja Pegawai. *Jurnal Berekeng*. Vol. 7. No. 1. Hal. 15-18. Maluku: UNPATTI.
- Triyanto, D. 2016. *Evaluasi Formasi Untuk Menentukan Cadangan Hidrokarbon Pada Reservoir Karbonat Lapangan “X” Menggunakan Data Well Logging Dan Petrofisika*. Lampung: Universitas Lampung.
- Triwibowo, B. 2010. Cut-off Porositas, Volume Shale, dan Saturasi Air Untuk Perhitungan Netpay Sumur O Lapangan C Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Ilmiah MTG*. Vol. 3, No. 2. Yogyakarta: UPN “Veteran”.
- Yunara, J., dan Marhaendrajana, T. 2010. Pemodelan Persebaran Saturasi Air Dengan Menggunakan Metode Foil Function (Bulk Volume Of Water) Pada Reservoir Minyak Di Lapangan “X”. *Jurnal JTM*. Vol. XVII. No. 1.
- Yuzariyadi, M. 2012. *Inversi Impedansi Akustik Untuk Karakterisasi Reservoir Pada Lapangan Mirza-Yurneli Sumatera Tengah*. Lampung: Universitas Lampung.
- Zain, M. K. 2011. *Analisa Log Petrofisika Dan Evaluasi Formasi Reservoir Pada Lapangan Boonsville*. Depok: Universitas Indonesia.
- Zain, R. P. 2012. *Analisa Petrofisika Dan Multiatribut Seismik Untuk Karakterisasi Reservoir Pada Lapangan Spinel Cekungan Cooper-Eromanga, Australia Selatan*. Depok: Universitas Indonesia.