

**PERHITUNGAN CADANGAN HIDROKARBON FORMASI
TALANG AKAR MENGGUNAKAN ANALISIS PETROFISIKA
DAN SEISMIK INVERSI AI DENGAN PENDEKATAN MAP
ALGEBRA PADA LAPANGAN BISMA, CEKUNGAN
SUMATERA SELATAN**
(Skripsi)

Oleh
Egi Ramdhani



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

HYDROCARBON RESERVE CALCULATION OF TALANG AKAR FORMATION USING PETROPHYSICAL ANALYSIS AND SEISMIC ACOUSTIC IMPEDANCE INVERSION BASED ON MAP ALGEBRA APPROACHMENT ON BISMA FIELD, SOUTH SUMATRA BASIN

By

Egi Ramdhani

ABSTRACT

As a potential field in hydrocarbon prospect, Bisma Field, the part of south Sumatra Basin, can be evaluated in order to mapping the hydrocarbon accumulation and total reserve calculation purpose. Petrophysical analysis is an analytic method to evaluate the formation which sensitive with vertical contrast. This analysis can interpret the distribution of effective porosity, water saturation, permeability of formation and Vsh content on vertical direction. Main output of this analysis is the compilation of some property value that useful on reservoir quality justification. Seismic acoustic impedance inversion is a method that can be used to define the distribution of porous zone as a hydrocarbon reservoir. This inversion result is the distribution of prospect area map by using combination of interpretation in AI map, density map and P-wave map. Map algebra is a calculation method that used to map that has the same grid number. By using those three methods, the reserve of hydrocarbon accumulation on Bisma field can be calculated. Petrophysical analysis results the indication of hydrocarbon in target zone is oil on two main layer, S and W3. Meanwhile, seismic inversion interpreting the distribution of porous zone is between 7400 – 9315 m/s*gr/cc in AI value context. Then, the effective porosity, Sw value and isopach are spread laterally using picked horizon and seismic acoustic impedance result as a guide, also, calculating the reserve. Layer S accumulating 21.1 million barrel oil and W3 accumulating 50.2 million barrel oil. This value resulted by applying Original Oil in Place (OOIP) equation on property map with map algebra approachment.

Keywords: Talang Akar Formation Hydrocarbons, Petrophysical Analysis, Acoustic Impedance Inversion, Map Algebra, and Original Oil in Place (OOIP)

PERHITUNGAN CADANGAN HIDROKARBON FORMASI TALANG AKAR MENGGUNAKAN ANALISIS PETROFISIKA DAN SEISMIK INVERSI AI DENGAN PENDEKATAN MAP ALGEBRA PADA LAPANGAN BISMA, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Oleh

Egi Ramdhani

ABSTRAK

Sebagai salah satu lapangan dengan prospek hidrokarbon potensial, Lapangan Bisma, yang merupakan bagian dari Cekungan Sumatera Selatan, dapat dievaluasi guna memetakan akumulasi hidrokarbon dan total cadangannya. Analisis petrofisika merupakan metode analitik data untuk evaluasi formasi yang sensitif terhadap perubahan vertikal. Analisis ini dapat menginterpretasi sebaran nilai porositas efektif, saturasi air, permeabilitas formasi dan kandungan *Vsh* secara vertikal. *Output* utama analisis ini adalah kompilasi nilai properti yang berguna dalam penentuan kualitas reservoir. Seismik inversi impedansi akustik merupakan metode yang dapat digunakan dalam memetakan sebaran zona poros yang bertindak sebagai reservoir hidrokarbon. Melalui inversi, dapat dihasilkan peta sebaran zona poros menggunakan interpretasi gabungan antara peta *AI*, densitas dan *Pwave*. *Map algebra* merupakan metode kalkulasi yang melibatkan peta sebagai *input* utamanya. Metode ini memungkinkan kita melakukan operasi aritmatik pada peta dengan jumlah *grid* yang sama. Menggunakan tiga metode tersebut, dilakukan perhitungan cadangan hidrokarbon lapangan Bisma. Hasil analisis petrofisika mengindikasikan zona target merupakan zona prospek minyak pada dua lapisan utama yakni S dan W3. Sedangkan hasil analisis seismik inversi menyatakan sebaran zona poros berkisar pada rentang *AI* 7400 – 9315 m/s*g/cc. Dilakukan penyebaran nilai porositas efektif, *sw* dan *isopach* dengan *guide* hasil *picking horizon* dan inversi seismik *AI* serta dilakukan perhitungan cadangan. Lapisan S mengakumulasi 21.1 juta barrel minyak dan lapisan W3 mengakumulasi 50.2 juta barrel. Hasil didapatkan setelah mengaplikasikan persamaan *Original Oil in Place (OOIP)* pada peta sebaran properti dengan pendekatan *map algebra*.

Kata Kunci: Hidrokarbon Formasi Talang Akar, Analisis Petrofisika, Inversi Impedansi Akustik, *Map Algebra*, dan *Original Oil in Place (OOIP)*.

**PERHITUNGAN CADANGAN HIDROKARBON FORMASI TALANG
AKAR MENGGUNAKAN ANALISIS PETROFISIKA DAN SEISMIK
INVERSI AI DENGAN PENDEKATAN *MAP ALGEBRA* PADA
LAPANGAN BISMA, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Oleh
EGI RAMDHANI

Skripsi
Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar
SARJANA TEKNIK

Pada
Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung



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

Judul Skripsi

: **PERHITUNGAN CADANGAN HIDROKARBON
FORMASI TALANG AKAR MENGGUNAKAN
ANALISIS PETROFISIKA DAN SEISMIK
INVERSI AI DENGAN PENDEKATAN MAP
ALGEBRA PADA LAPANGAN BISMA,
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Nama Mahasiswa

: **Egi Ramdhani**

Nomor Pokok Mahasiswa : 1315051018

Jurusan

: Teknik Geofisika

Fakultas

: Teknik

MENYETUJUI

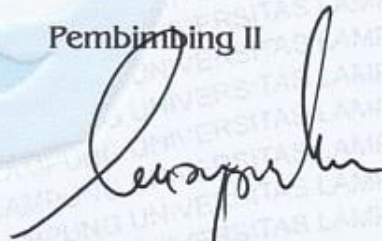
1. Komisi Pembimbing

Pembimbing I



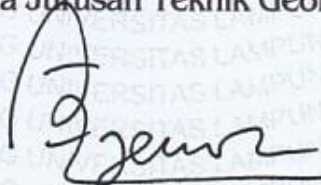
Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.
NIP 19661222 199603 1 001

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

2. Dekan Fakultas Teknik



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

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : **24 Mei 2017**

PERNYATAAN

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

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

Bandar Lampung, Mei 2017



Egi Ramdhani
Egi Ramdhani

RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di Pagaralam (Kota Pagaralam) yang masih menjadi bagian administratif Kabupaten Lahat saat itu, pada tanggal 15 Februari 1996. Penulis merupakan anak pertama dari pasangan Bapak Pristi Mugiyono dan Ibu Ernawati. Penulis menyelesaikan pendidikan Taman Kanak-Kanak (TK) pada tahun 2000 di TK Aisyiyah 1 Kota Pagaralam, dilanjutkan ke jenjang Sekolah Dasar di SD Muhammadiyah 1 Kota Pagaralam yang selesai pada tahun 2007. Selanjutnya, penulis menempuh pendidikan Sekolah Menengah di SMP Negeri 1 Kota Pagaralam hingga tahun 2010 dilanjutkan di SMA Negeri 1 Kota Pagaralam hingga tahun 2013.

Selanjutnya, penulis terdaftar sebagai mahasiswa di Fakultas Teknik, Jurusan Teknik Geofisika, Universitas Lampung. Pada tahun 2013, penulis terdaftar sebagai anggota Paduan Suara Mahasiswa (PSM) Universitas Lampung. Di tahun berikutnya, 2014, Penulis bergabung menjadi *staff Public Relation* di *Society of Exploration Geophysicist (SEG) SC Unila* dan *staff Fieldtrip* di *American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Unila SC*. Pada 2015/2016, penulis aktif menjadi *Media Relation Manager* di *Google Student Group Unila* dan

Digital Marketing Manager di *AIESEC in UNILA* serta menjabat sebagai Kepala Biro Kesekretariatan di HIMA TG Bhuwana Universitas Lampung. Di akhir masa studi, penulis menjabat sebagai *President American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Unila SC* kepengurusan tahun 2016 dan Dewan Istimewa HIMA TG Bhuwana kepengurusan 2016/2017.

Pada bulan Januari tahun 2015, penulis melakukan pertukaran pelajar ke *Tha-Nichi Institute of Technology (TNI) Thailand* dibawah naungan *AIESEC International*. Di tahun berikutnya, Juli 2016, penulis juga melakukan kuliah musim panas di *Kobe University, Hyogo, Jepang* dibawah naungan *Kementrian Pendidikan Jepang*. Pada Agustus 2016, penulis melakukan Kuliah Kerja Nyata (KKN) di Desa Gedung Aji, Kecamatan Selagai Lingga, Kabupaten Lampung Tengah dan menjabat sebagai Koordinator Desa.

Penulis tercatat melakukan Kerja Praktek (KP) di PT. Dizamatra Powerindo, Lahat pada fungsi *Geology and Enggineering Department* dengan mengambil tema penelitian “Identifikasi Litostratigrafi dan Analisis Kualitas Batubara Berdasarkan Hubungan Nilai Densitas dengan Nilai Total Kalori 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 24 Mei 2017 dengan mengambil judul **“Perhitungan Cadangan Hidrokarbon Formasi Talang Akar Menggunakan Analisis Petrofisika dan Seismik Inversi AI Dengan Pendekatan Map Algebra pada Lapangan Bisma, Cekungan Sumatera Selatan”**.

PERSEMBAHAN

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

Ayahanda Tercinta Bapak Pristi

Dan Ibunda Tercinta Ibu Erna

Bersama do'a dan kemurnian cinta kasih sayang yang dipancarkan, takkan pernah hilang dari dalam hatiku dan kehidupanku, hingga tak terbatas sampai nyawa lepas dikandung badan.

Adikku Tersayang, Ineke Kurniasari

Kebersamaan yang pernah kita ukir takkan pernah berakhir masanya, kasih sayang yang kita rasakan takkan pernah sirna hingga akhir dunia. Dorongan Semangat dan Motivasi selalu jadi semangat disela jenuhku.

Teknik Geofisika Universitas Lampung 2013

Suka dan duka telah kita lewati bersama, sumbangan tawa dan kasih kalian tidak akan pernah aku lupakan. Suntikan semangat dan motivasi kalian sangat berharga bagiku. Aku sayang kalian.

Keluarga Besar Teknik Geofisika Universitas Lampung

Almamater Tercinta, Universitas Lampung

يَا أَيُّهَا الَّذِينَ آمَنُوا إِذَا قِيلَ لَكُمْ تَفَسَّحُوا فِي الْمَجَالِسِ فَافْسَحُوا يَفْسَحَ اللَّهُ لَكُمْ
وَإِذَا قِيلَ انشُزُوا فَانْشُزُوا يَرْفَعِ اللَّهُ الَّذِينَ آمَنُوا مِنْكُمْ وَالَّذِينَ أُوتُوا الْعِلْمَ دَرَجَاتٍ
وَاللَّهُ بِمَا تَعْمَلُونَ خَبِيرٌ

“Hai orang-orang beriman: Apabila dikatakan kepadamu: "Berlapang-lapanglah dalam majlis", Maka lapangkanlah niscaya Allah akan memberi kelapangan untukmu. Apabila dikatakan: "Berdirilah kamu", Maka berdirilah, niscaya Allah akan meninggikan orang-orang yang beriman di antaramu dan orang-orang yang diberi ilmu pengetahuan beberapa derajat. Allah Maha mengetahui apa yang kamu kerjakan."

(QS. Al Mujaadalah: 11)

MOTTO

Percaya dirilah untuk menutup kekurangan dengan kelebihan yang kau punya. Jika hanya terus meratap kurang tanpa melirik lebih, maka sebenarnya kau tak pantas untuk sukses.
(Penulis)

Orang-orang yang sukses telah belajar membuat diri mereka melakukan hal yang harus dikerjakan ketika hal itu memang harus dikerjakan, entah mereka menyukainya atau tidak
(Aldous Huxley)

KATA PENGANTAR

Assalamu'alaikum Wr. Wb.

Puji syukur senantiasa penulis haturkan kehadirat Allah SWT yang telah memberikan nikmat dan kesempatan sehingga penulis dapat menyelesaikan Laporan Tugas Akhir dengan judul **“Perhitungan Cadangan Hidrokarbon Formasi Talang Akar Menggunakan Analisis Petrofisika dan Seismik Inversi AI dengan Pendekatan Map Algebra Pada Lapangan Bisma, 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

Egi Ramdhani

SAN WACANA

Syukur alhamdulillah, rasa syukur penulis panjatkan kehadirat Allah SWT sehingga 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. Addikku Tersayang, Ineke Kurniasari yang terus memberikan semangat kepada penulis.
3. Bapak Dr. Ahamd Zaenuddin, M.Si. selaku kepala jurusan teknik geofisika 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 Dr. Muh. Sarkowi, M.Si selaku dosen penguji TA penulis sekaligus 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 ini.
8. Bapak Oki Striawan selaku kepala departemen Geology and Geophysics PT. Pertamina EP Asset 2 dan Bapak Nanang Yulianto, selaku senior Geology and Geophysics Engineer PT Pertamina EP Asset 2 sekaligus pembimbing lapangan penulis.
9. Keluargaku, Rekan seperjuanganku Teknik Geofisika angkatan 2013 yang telah memberi semangat dan *support* dalam menyelesaikan laporan ini. Teruntuk Nico, Dwi, Nafis, Reza, Azhari, Wuri, Shiska, Abdi, Agung, Imbron, Aji, Alicya, Atikah, Cahaya, Deswita, Dian, Dody, Edy, Endah, Farkhan, Bunga, Feni, Eci, Harris, Herlin, Aloy, Hanun, Kholil, Kurnia, Fajri, Noris, Bana, Pipit, Priesta, Putu, Rafi, Ravide, Ririn, Ryan, Suryadi, Udin, Ulfa, Widia, Winda, Helton, dan Haidar, terimakasih kawan kebersamaannya, **Aku Sayang Kalian.**
10. Sahabatku, *Double Inner circle*-ku, Nico Adrian P, terimakasih atas dorongan, motivasi, *sharing*, dan masukannya. *You know me so well isn't it?* Dan kalian *Inner circle*-ku, Dwi Prasetyo, Aulia A. Nafis, M. Reza Syaputra, M. Azhary, Syafaruddin A.K., Wuri Andari *I love you guys!*

11. 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.
12. Om Palo, Tante Mardiana, Wak Donald, Wak Heri, Kak Donny, segenap keluarga di Prabumulih yang telah banyak membantu penulis.
13. Gedung Aji Squad (Riko, Wayan, Bebe, Yuli, April dan Kak Mega), GSAG Squad (Kak Jisung, Vio, Pras, *etcerta*), PSM 13 Squad (Akbar, Mami, Virandhy, Yunita, Raindi), AIESECers (Kak Kem, Fani, Nabila, Azhar, Kak Priska, Vande, Novita, Kak Dita, Kak Azel, *etcetra*), *Kance Dusun* (Dio, Bobby, Meka, Taufiq, Selvi, *etcerta*).
14. Dan berbagai pihak yang telah membantu penulis.

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

Bandar Lampung, Mei 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	xix
DAFTAR TABEL	xxvii
I. PENDAHULUAN	
A. Latar Belakang	1
B. Tujuan	3
C. Batasan Masalah	4
D. Manfaat	4
E. Waktu dan Tempat	4
II. TINJAUAN PUSTAKA	
A. Letak dan Lokasi Penelitian	5
B. Kondisi Geologi	6
1. Morfologi	9
2. Fisiografi	11
3. Stratigrafi	12
a. Formasi Lahat	13

b. Formasi Talang Akar.....	14
c. Formasi Batu Raja	15
d. Formasi Gumai	15
e. Formasi Air Benakat.....	16
f. Formasi Muara Enim	16
g. Formasi Kasai.....	17
C. <i>Petroleum System</i> Cekungan Sumatera Selatan	18
1. Batuan Induk (<i>Source Rock</i>)	20
2. Reservoir	21
3. Batuan Penutup (<i>Seal</i>).....	21
4. <i>Trap</i>	22
5. Migrasi	22

III. TEORI DASAR

A. Konsep Dasar <i>Well Logging</i>	14
1. Pengertian Dasar	14
2. <i>Log Gamma Ray</i>	27
3. <i>Log Density</i> (Densitas)	30
4. <i>Log Caliper</i>	32
5. <i>Log Spontaneous Potential</i>	33
6. <i>Log Resistivity</i>	34
a. <i>Lateralog</i>	35
b. <i>Log Induksi</i>	36
7. <i>Log Porositas</i>	37
8. <i>Log Sonik</i>	38
B. Konsep Dasar Seismik Refleksi.....	38
1. Koefisien Refleksi	40
2. <i>Wavelet</i> dan Polaritas	41
3. <i>Checkshot</i>	45
4. Seismogram Sintetik	46
C. Seismik Inversi.....	46
D. Batuan Reservoir	48
1. Jenis Litologi	50
2. Jenis Fluida Pengisi Formasi	51
E. Analisis Petrofisika	52
1. <i>Volume Clay (VCL)</i>	53
2. Porositas	54
3. Resistivitas Air (<i>R_w</i>)	58
4. Salinitas Air	60
5. Saturasi Air	61
a. Persamaan Archie	62
b. Persamaan Rocky Mountain.....	63
c. Persamaan <i>Crossplot</i>	64
d. Persamaan <i>Laminated Shale</i>	65
e. Persamaan <i>Dispersed Shale</i>	66
f. Persamaan <i>Structural Shale</i>	67
g. Persamaan Simandoux.....	68

h. Persamaan Indonesia	68
i. Persamaan Waxman-Smith	69
j. Persamaan <i>Dual Water</i>	70
6. Permeabilitas.....	71
7. Hubungan Properti Reservoir.....	72
a. Hubungan Porositas Efektif (<i>PHIE</i>) dan <i>Bulk Density</i> (<i>RHOB</i>).....	73
b. Hubungan Porositas Efektif (<i>PHIE</i>) dan Saturasi Air (<i>Sw</i>)	73
8. <i>Cut-off</i> Reservoir	74
9. <i>Lumping</i> Data	75
F. Analisis Statistik dan <i>Map Algebra</i>	76
1. Pengertian Korelasi	76
2. Korelasi <i>Product Moment Pearson</i>	78
3. Regresi Linear Sederhana	79
4. <i>Map Algebra</i>	79
G. Perhitungan Cadangan Hidrokarbon.....	81
1. Penyebaran Properti Petrofisika	82
a. Peta Struktur Kedalaman (<i>Depth Structure Map</i>)	82
b. Peta <i>AI</i>	82
c. Peta Porositas.....	83
d. Peta Saturasi Air	83
e. Peta <i>Isopach Netpay</i>	84
2. Perhitungan Cadangan Hidrokarbon	84

IV. METODOLOGI PENELITIAN

A. Waktu dan Tempat Penelitian.....	86
B. Alat dan Bahan Penelitian Tugas Akhir.....	86
C. Prosedur Penelitian	87
1. Studi Literatur	87
2. Persiapan dan Pengumpulan Data	87
a. Data Sumur.....	87
b. Data Seismik.....	88
c. <i>Checkshot</i>	88
d. <i>Marker</i> Geologi	88
e. <i>Software</i> dan <i>Hardware</i>	88
3. Pengolahan Data.....	89
a. Pengolahan Data Seismik	89
b. Pengolahan Data Sumur dan Perhitungan Properti Petrofisika.....	91
c. Perhitungan Statistik dan <i>Map Analysis</i>	92
d. Perhitungan Cadangan Hidrokarbon	93
4. Interpretasi Data	93
D. Diagram Alir	94

V. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Pengolahan dan Analisis Data Seismik.....	95
1. Analisis <i>Crossplot</i> (Uji Sensitivitas).....	99
2. Analisa <i>Wavelet</i> dan <i>Well Seismic Tie</i>	103

3. <i>Picking Horizon</i> dan <i>Picking Fault</i>	107
4. Analisa Model Awal dan Inversi <i>AI</i>	112
B. Analisis Petrofisika	121
1. Interpretasi Kualitatif	121
2. Interpretasi Kuantitatif	130
a. <i>Volume Lempung (Vcl)</i>	131
b. Porositas	137
c. Resistivitas Air (<i>Rw</i>).....	139
d. Saturasi Air (<i>Sw</i>).....	147
e. Permeabilitas	149
3. <i>Cut-off</i> Properti.....	150
a. <i>Cut-off</i> Porositas	150
b. <i>Cut-off Volume Shale</i>	152
c. <i>Cut-off</i> Saturasi Air.....	154
4. <i>Lumping Data</i>	154
C. Perhitungan Statistik dan <i>Map Analysis</i>	160
1. Penyebaran Properti Reservoir	160
a. Peta Sebaran <i>Isopach</i>	161
b. Peta Sebaran Porositas Efektif (<i>PHIE</i>).....	163
c. Peta Sebaran Saturasi Air (<i>Sw</i>).....	166
2. Identifikasi Batas <i>Body Sandstone</i>	169
3. Peta <i>Netpay</i> Properti Reservoir.....	170
D. Perhitungan Cadangan Hidrokarbon.....	174

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

A. Kesimpulan	179
B. Saran	180

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 1. (a) Lokasi Lapangan Bisma; (b) Kurva hasil produksi lapangan bisma (Laporan Internal PT. PERTAMINA EP Asset 2, 2016 dengan modifikasi)	2
Gambar 2. Peta lokasi cekungan di indonesia. Dikelompokan berdasarkan volume cadangan. <i>MM: Million, B: Billion, boe: Barrel oil-equivalent</i> (Doust & Noble, 2008)	5
Gambar 3. Peta geologi lembar Lahat dengan area penelitian (Laporan Internal Pertamina Asset 2, 2016) dengan modifikasi	6
Gambar 4. Tektonik Cekungan Sumatera Selatan (Purwaningsih dkk., 2006).....	7
Gambar 5. <i>South Sumatra Basin Regional Setting Cross-section</i> (Hardiansyah 2015)	7
Gambar 6. Penampang utara-selatan perkembangan tektonik sedimentasi Limau dan sekitarnya pada <i>Early Miocene</i> (Pulunggono, 1986; dalam Hardiansyah 2015).....	8
Gambar 7. Penampang utara-selatan perkembangan tektonik sedimentasi Limau dan sekitarnya pada <i>Mid Miocene</i> (Pulunggono, 1986; dalam Hardiansyah 2015).....	8
Gambar 8. Penampang utara-selatan perkembangan tektonik sedimentasi Limau dan sekitarnya pada <i>Late Miocene – Upper Pliocene</i> (Pulunggono, 1986; Hardiansyah 2015).....	9
Gambar 9. Lingkungan pengendapan TRM cekungan sumatera selatan (Ginger & Fielding, 2005).....	10
Gambar 10. Morfologi Cekungan Sumatera Selatan (Ginger & Fielding, 2005) & (Pulunggono, 1992).....	11
Gambar 11. Stratigrafi Indonesia bagian Selatan dan Barat (Doust & Noble, 2008) dengan modifikasi	12

Gambar 12.	(a) <i>Maturity Map</i> Cekungan Sumatera Selatan (Ginger & Fielding, 2005); (b) <i>South Sumatra Basin Regional Setting Hydrocarbon Play</i> (Hardiansyah 2015); (c) <i>Petroleum System Event Chart</i> sub cekungan Palembang tengah dan berlaku dalam penggambaran formasi Talang Akar lapangan Bisma (Argakoesoemah dan Kamal, 2004)	19
Gambar 13.	Zona <i>Mudcake</i> pemboran (Rider, 1996) dengan modifikasi	25
Gambar 14.	Zona infiltrasi sumur bor (Asquith & Gibson, 1982)	25
Gambar 15.	Identifikasi litologi berdasarkan respon log <i>Gamma Ray</i> (Rider, 1996)	29
Gambar 16.	Identifikasi litologi berdasarkan respon log <i>Density</i> (Rider, 1996)	31
Gambar 17.	Respon log <i>caliper</i> terhadap diameter dinding sumur (Rider, 1996)	32
Gambar 18.	Respon log <i>resistivity</i> terhadap litologi dan perbedaan air formasi (Rider, 1996)	35
Gambar 19.	Prinsip kerja <i>laterallog resistivity</i> (Ellis & Singer, 2008)	36
Gambar 20.	Respon log <i>neutron porosity</i> terhadap litologi dan perbedaan fluida pengisi reservoir (Rider, 1996)	37
Gambar 21.	Respon log <i>sonic</i> terhadap litologi dan perbedaan kompaksitas litologi (Rider, 1996)	38
Gambar 22.	Gelombang ketika melewati medium yang berbeda menurut hukum Snellius (Shearer, 2009)	40
Gambar 23.	Ilustrasi penjalaran gelombang P beserta refleksinya dan representasi <i>shot gather</i> (Simm & Bacon, 2014)	40
Gambar 24.	Koefisien refleksi (R_c) mendefinisikan perbedaan AI pada batas litologi (modifikasi dari Anstey, 1982) oleh (Simm & Bacon, 2014).	41
Gambar 25.	Jenis – Jenis fasa <i>wavelet</i> (Fatkhurrochman, 2010)	43
Gambar 26.	Jenis – jenis <i>Wavelet</i> dan spektra amplitudonya (Simm & Bacon, 2014)	44
Gambar 27.	Polaritas standar SEG dan European (Simm & Bacon, 2014).	44

Gambar 28.	Kurva <i>checkshot</i> (Budiarto dkk., 2015).....	45
Gambar 29.	Sintetik seismogram yang didapatkan dari proses konvolusi koefisien refleksi dengan <i>wavelet</i> (Simm & Bacon, 2014) dengan modifikasi	46
Gambar 30.	Ilustrasi Inversi <i>AI</i> dari refleksi seismik menjadi model hasil Inversi <i>AI</i> (Simm & Bacon, 2014)	48
Gambar 31.	Persebaran <i>shale</i> kasus tertentu (Dwiyono dan Winardi, 2014)..	67
Gambar 32.	Hubungan <i>RHOB</i> dan <i>PHIE</i> (Baiyegunhi dkk., 2014).....	73
Gambar 33.	Teknik dasar lumping menggunakan parameter porositas sebagai sumbu x dan <i>Vshale</i> sebagai sumbu y (Budiarto dkk., 2015).....	76
Gambar 34.	Detail data peta raster sebagai fungsi angka pada tiap <i>cell</i> (Berry, 2004)	80
Gambar 35.	Ilustrasi <i>map algebra</i> operasi penjumlahan pada dua peta dengan posisi xy yang sama namun z berbeda (Berry, 2004)	80
Gambar 36.	(a) operasi <i>map algebra</i> pada satu peta dengan variabel tunggal sebagai pengalinya. (b) operasi <i>map algebra</i> terhadap dua peta dengan operasi <i>cell-by-cell</i> (Berry, 2004)	81
Gambar 37.	Tampilan lembar kerja awal dan fungsi <i>well explorer</i> pada <i>Hampson Russell (HRS) CE8R1</i>	90
Gambar 38.	Tampilan lembar kerja eLog <i>HRS CE8R1</i> sebagai <i>window</i> pengolahan data sumur (atas) dan <i>Strata</i> sebagai <i>window</i> pengolahan data seismik (bawah).....	90
Gambar 39.	Tampilan lembar kerja <i>Interactive Petrophysic (IP)</i> versi 3.5 sebagai <i>window</i> pengolahan analisis petrofisika	91
Gambar 40.	Tampilan lembar kerja <i>Surfer 11</i> sebagai <i>window</i> pengolahan <i>map analysis</i> dan <i>map algebra</i>	92
Gambar 41.	Diagram alir penelitian	94
Gambar 42.	Interpretasi <i>Quicklook</i> pada zona target S dalam penentuan zona produktif. (a) 260; (b) 290; (c) 291; (d) 293	97
Gambar 43.	Interpretasi <i>Quicklook</i> pada zona target W3 dalam penentuan zona produktif. (a) 260; (b) 290; (c) 291; (d) 293	98

Gambar 44.	<i>Crossplot Gamma Ray</i> terhadap AI lapisan S (a) 260; (b) 290; (c) 291; (d) 293.....	100
Gambar 45.	<i>Crossplot Gamma Ray</i> terhadap AI lapisan W3 (a) 260; (b) 290; (c) 291; (d) 293.....	101
Gambar 46.	<i>Crossplot RHOB</i> terhadap AI lapisan S (a) 260; (b) 290; (c) 291; (d) 293; lapisan W3 (a) 260; (b) 290; (c) 291; (d) 293 ..	102
Gambar 47.	Frekuensi dominan (kiri) dan <i>Wavelet</i> (kanan) yang digunakan dalam penelitian.....	104
Gambar 48.	Proses <i>Well seismic tie</i> sumur 291.....	105
Gambar 49.	Proses <i>Well seismic tie</i> sumur 260.....	105
Gambar 50.	Proses <i>Well seismic tie</i> sumur 290.....	105
Gambar 51.	Proses <i>Well seismic tie</i> sumur 293.....	106
Gambar 52.	Jendela analisis dalam proses <i>picking horizon</i>	108
Gambar 53.	Jendela analisis dalam <i>picking fault</i>	108
Gambar 54.	<i>Event time structure</i> pada lapisan S.....	109
Gambar 55.	<i>Event time structure</i> pada lapisan W3	109
Gambar 56.	Peta struktur kedalaman lapisan S lapangan Bisma	110
Gambar 57.	Peta struktur kedalaman lapisan W3 lapangan Bisma.....	111
Gambar 58.	3D <i>modeling depth structure map</i> dan <i>fault</i> lapisan S	111
Gambar 59.	3D <i>modeling depth structure map</i> dan <i>fault</i> lapisan W3.....	112
Gambar 60.	Korelasi inversi sumur 260.....	113
Gambar 61.	Korelasi inversi sumur 290.....	114
Gambar 62.	Korelasi inversi sumur 291.....	114
Gambar 63.	Korelasi inversi sumur 293.....	114
Gambar 64.	Hasil inversi AI.....	115
Gambar 65.	Distribusi lateral densitas horizon S (a); Distribusi <i>Velocity (P-wave)</i> hirozon S (b); Distribusi AI horizon S (c).....	117

Gambar 66.	Distribusi <i>AI</i> Lapisan S, indikator distribusi <i>sandstone</i>	118
Gambar 67.	Distribusi lateral densitas horizon W3 (a); Distribusi <i>Velocity</i> (<i>P-wave</i>) hirozon W3 (b); Distribusi <i>AI</i> horizon W3 (c).....	119
Gambar 68.	Distribusi <i>AI</i> Lapisan W3, indikator distribusi <i>sandstone</i>	120
Gambar 69.	Korelasi sumur 290, 291 dan 293.....	123
Gambar 70.	Korelasi sumur 260, 257 dan 228.....	123
Gambar 71.	Korelasi sumur.....	124
Gambar 72.	Interpretasi kualitatif formasi Baturaja pada lapangan penelitian sumur 260	126
Gambar 73.	Interpretasi kualitatif lapisan diatas S yang masuk dalam formasi talang akar pada lapangan penelitian sumur 260	126
Gambar 74.	Interpretasi kualitatif zona target sumur 228 pada tampilan <i>triple combo</i>	127
Gambar 75.	Interpretasi kualitatif zona target sumur 257 pada tampilan <i>triple combo</i>	127
Gambar 76.	Interpretasi kualitatif zona target sumur 260 pada tampilan <i>triple combo</i>	128
Gambar 77.	Interpretasi kualitatif zona target sumur 290 pada tampilan <i>triple combo</i>	128
Gambar 78.	Interpretasi kualitatif zona target sumur 291 pada tampilan <i>triple combo</i>	129
Gambar 79.	Interpretasi kualitatif zona target sumur 293 pada tampilan <i>triple combo</i>	129
Gambar 80.	<i>Crossplot Multiwell RHOB</i> terhadap <i>NPHI</i> identifikasi <i>Clay</i>	132
Gambar 81.	<i>Crossplot Multiwell GR</i> terhadap <i>NPHI</i> identifikasi <i>GR</i> maksimum dan minimum	133
Gambar 82.	<i>Crossplot LLD</i> terhadap <i>VCL</i> identifikasi <i>Res Clay</i>	133
Gambar 83.	<i>Crossplot MSFL</i> terhadap <i>VCL</i> identifikasi <i>Rxo Clay</i>	133
Gambar 84.	Interpretasi kuantitatif perhitungan <i>Vsh</i> sumur 228 pada	

	metode <i>gamma ray</i>	135
Gambar 85.	Interpretasi kuantitatif perhitungan <i>Vsh</i> sumur 257 pada metode <i>gamma ray</i>	135
Gambar 86.	Interpretasi kuantitatif perhitungan <i>Vsh</i> sumur 260 pada metode <i>gamma ray</i>	135
Gambar 87.	Interpretasi kuantitatif perhitungan <i>Vsh</i> sumur 290 pada metode <i>gamma ray</i>	136
Gambar 88.	Interpretasi kuantitatif perhitungan <i>Vsh</i> sumur 291 pada metode <i>gamma ray</i>	136
Gambar 89.	Hasil uji lab nilai <i>Rw</i> pada sumur 283 dan 284.....	140
Gambar 90.	Hasil <i>plot</i> identifikasi nilai <i>Rw</i> menggunakan <i>chart</i> schlumberger gen 9.....	141
Gambar 91.	<i>Crossplot LLD / PHIE</i> dalam determinasi <i>Rw</i> Sumur 228	142
Gambar 92.	<i>Crossplot LLD / PHIE</i> dalam determinasi <i>Rw</i> Sumur 257	142
Gambar 93.	<i>Crossplot LLD / PHIE</i> dalam determinasi <i>Rw</i> Sumur 260	143
Gambar 94.	<i>Crossplot LLD / PHIE</i> dalam determinasi <i>Rw</i> Sumur 290	143
Gambar 95.	<i>Crossplot LLD / PHIE</i> dalam determinasi <i>Rw</i> Sumur 291	143
Gambar 96.	<i>Crossplot Shallow Resistivity / PHIE</i> dalam determinasi <i>Rmf</i> sumur 228	145
Gambar 97.	<i>Crossplot Shallow Resistivity / PHIE</i> dalam determinasi <i>Rmf</i> sumur 257	145
Gambar 98.	<i>Crossplot Shallow Resistivity / PHIE</i> dalam determinasi <i>Rmf</i> sumur 260	145
Gambar 99.	<i>Crossplot Shallow Resistivity / PHIE</i> dalam determinasi <i>Rmf</i> sumur 290	146
Gambar 100.	<i>Crossplot Shallow Resistivity / PHIE</i> dalam determinasi <i>Rmf</i> sumur 291	146
Gambar 101.	<i>Cut-off</i> porositas efektif metode <i>crossplot PHIE / K</i>	151
Gambar 102.	<i>Cut-off Vshale</i> metode <i>crossplot PHIE / VCL</i>	153

Gambar 103. <i>Cut-off Sw</i> hasil uji laboratorium (<i>Crossplot WC-SW</i>).....	155
Gambar 104. <i>Window</i> hasil <i>lumping</i> data sumur 228.....	156
Gambar 105. <i>Window</i> hasil <i>lumping</i> data sumur 257.....	156
Gambar 106. <i>Window</i> hasil <i>lumping</i> data sumur 260.....	156
Gambar 107. <i>Window</i> hasil <i>lumping</i> data sumur 290.....	157
Gambar 108. <i>Window</i> hasil <i>lumping</i> data sumur 291.....	157
Gambar 109. Hasil akhir pengolahan Petrofisika lapisan W3 sumur 228.....	158
Gambar 110. Hasil akhir pengolahan Petrofisika lapisan W3 sumur 257.....	158
Gambar 111. Hasil akhir pengolahan Petrofisika lapisan S sumur 260	158
Gambar 112. Hasil akhir pengolahan Petrofisika lapisan S sumur 290	159
Gambar 113. Hasil akhir pengolahan Petrofisika lapisan S sumur 291	159
Gambar 114. Peta <i>isopach</i> lapisan S, Lapangan Bisma	162
Gambar 115. Peta <i>isopach</i> lapisan W3, Lapangan Bisma.....	163
Gambar 116. Gradien korelasi <i>PHIE</i> terhadap <i>RHOB</i> lapangan Bisma.....	164
Gambar 117. Peta sebaran porositas efektif lapisan S, lapangan Bisma	165
Gambar 118. Peta sebaran porositas efektif lapisan W3, lapangan Bisma	165
Gambar 119. Peta sebaran <i>Sw</i> lapisan S, lapangan Bisma	167
Gambar 120. Peta sebaran <i>Sw</i> lapisan W3, lapangan Bisma.....	168
Gambar 121. Prinsip <i>Oil Water Contact</i> pada <i>depth structure map</i> lapisan S..	170
Gambar 122. Peta <i>netpay</i> porositas efektif lapisan S, lapangan Bisma	171
Gambar 123. Peta <i>netpay</i> saturasi air lapisan S, lapangan Bisma.....	172
Gambar 124. Peta <i>netpay isopach</i> lapisan S, lapangan Bisma	172
Gambar 125. Peta <i>netpay</i> porositas efektif lapisan W3, lapangan Bisma.....	173
Gambar 126. Peta <i>netpay</i> saturasi air lapisan W3, lapangan Bisma	173

Gambar 127. Peta <i>netpay isopach</i> lapisan W3, lapangan Bisma	174
Gambar 128. Tampilan <i>grid</i> pada peta	175
Gambar 129. Peta cadangan minyak lapisan S lapangan Bisma	175
Gambar 130. Peta cadangan minyak lapisan W3 lapangan Bisma	176
Gambar 131. Posisi titik pemboran sumur ideal untuk tahap <i>development area</i>	177

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 1. Nilai porositas berdasarkan kualitas secara umum. (Koesoemadinata, 1978 dalam Nurwidyanto dkk., 2005).....	56
Tabel 2. Densitas matriks berbagai litologi (Schlumberger, 1989).....	58
Tabel 3. Klasifikasi air berdasarkan nilai salinitasnya (Pamungkas, 2012)...	61
Tabel 4. Nilai permeabilitas berdasarkan kualitas secara umum. (Koesoemadinata, 1978 dalam Nurwidyanto dkk., 2005).....	72
Tabel 5. Interpretasi angka korelasi menurut Prof. Sugiyono (2007) dalam (Santoso, 2009).....	78
Tabel 6. <i>Time Schedule</i> Penelitian	86
Tabel 7. Kelengkapan data <i>log</i> tiap sumur	87
Tabel 8. <i>Wavelet eksperimental</i>	104
Tabel 9. Hasil <i>well seismic tie</i> dan analisa <i>tuning thickness</i>	106
Tabel 10. Hasil <i>velocity modeling time structure map</i>	110
Tabel 11. Korelasi eksperimental parameter inversi AI.....	113
Tabel 12. <i>Error</i> eksperimental parameter inversi AI	113
Tabel 13. Lapisan reservoir berdasarkan interpretasi kualitatif pada zona target.....	125
Tabel 14. <i>Range</i> kandungan lempung pada zona target terindikasi reservoir .	137
Tabel 15. <i>Range</i> porositas total (<i>PHIT</i>) dan porositas efektif (<i>PHIE</i>) pada zona target terindikasi reservoir	139
Tabel 16. <i>Input crossplot chart</i> schlumberger gen 9 resistivity of NaCl	

<i>water solution</i>	141
Tabel 17. Komparasi nilai <i>Rw</i> berbagai metode dalam ohm.m	144
Tabel 18. Komparasi nilai <i>Rmf</i> hasil <i>crossplot</i> dan <i>well head</i> dalam ohm.m..	146
Tabel 19. Nilai permeabilitas pada zona target terindikasi reservoir	149
Tabel 20. Nilai <i>cut-off</i> porositas efektif pada zona target	152
Tabel 21. Nilai <i>cut-off volume shale</i> pada zona target	153
Tabel 22. Kompilasi nilai <i>cut-off</i> properti tiap sumur	155
Tabel 23. <i>Cut-off summary</i> hasil <i>lumping</i>	157
Tabel 24. Kalkulasi perbandingan nilai <i>gross</i> terhadap <i>netpay</i>	161
Tabel 25. Determinasi nilai konstan batupasir lapangan Bisma	167

I. PENDAHULUAN

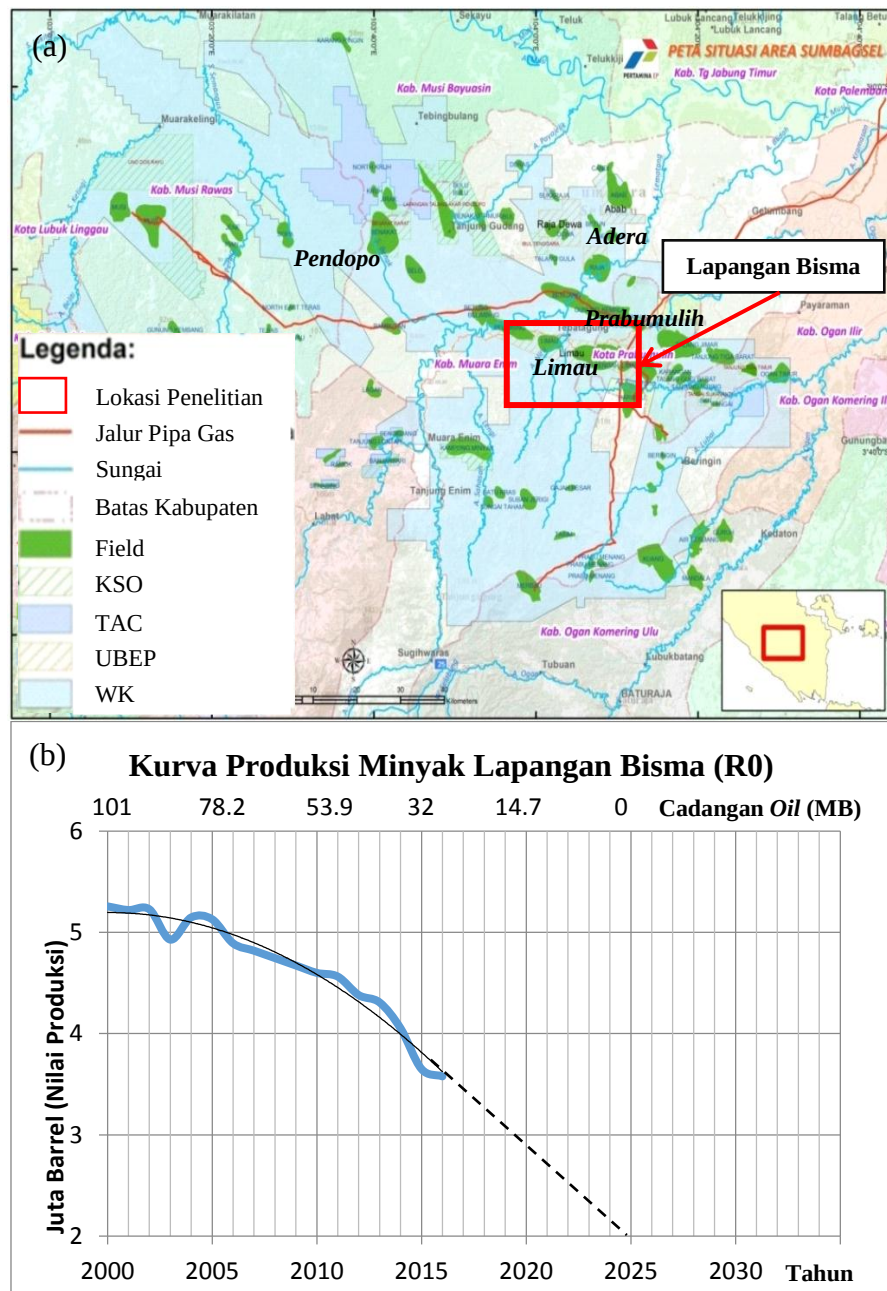
A. Latar Belakang

Lapangan Bisma terletak pada cekungan Sumatera Selatan dan merupakan lapangan yang berasosiasi langsung dengan patahan naik lematang (*NW-SE*) di arah barat daya. Lapangan Bisma merupakan suatu lapangan dengan perangkat stratigrafi arah tenggara–barat laut sejajar dengan perangkat hidrokarbon lapangan lain disekitarnya yang masuk dalam antiklinorium Limau. Lapangan Bisma merupakan lapangan yang masuk dalam kompleks sub cekungan Palembang Selatan yang dibatasi Lematang *deep* di arah selatan hingga barat daya. Gaya ekstensional yang bekerja pada cekungan sumatera selatan turut memengaruhi tektonik regional lapangan Bisma, gaya ini membentuk patahan turun di tinggian antiklinorium Limau.

Cekungan Sumatera Selatan dibatasi oleh beberapa tinggian yang merupakan sumber endapan-endapan yang ada didalamnya. Pegunungan Barisan membatasi pada arah Barat Daya, di sebelah barat laut dibatasi oleh pegunungan Tiga Puluh sejajar dengan Pegunungan Dua Belas dan di arah Timur hingga Utara dibatasi oleh Tinggian Iliran atau Palembang *high*.

Lapisan penghasil hidrokarbon di lapangan Bisma berasal dari formasi Talang Akar. Formasi ini dibagi atas dua lapisan produktif hidrokarbon dengan prospek utama adalah minyak. Lapisan penghasil minyak ini pertama

kali dikembangkan pada tahun 1950 ditandai dengan logging sumur 001 sebagai sumur pertamanya oleh perusahaan Belanda De Bataafche Petroleum (BPM). Sampai saat ini, terdapat 62 sumur pada Lapangan Bisma dengan rincian 7 sumur produksi, 2 sumur injeksi, 3 sumur *abandoned* dan 50 sumur *suspended*.



Gambar 1. (a) Lokasi Lapangan Bisma; (b) Kurva hasil produksi lapangan bisma (Laporan Internal PT. PERTAMINA EP Asset 2, 2016 dengan modifikasi)

Dari 7 sumur produksi, kini, lapangan Bisma dapat memproduksi 3.65 juta barrel oil berdasarkan data tahun 2015 setelah mengalami penurunan produksi yang cukup signifikan dan diprediksikan akan terus mengalami penurunan produksi akibat berkurangnya cadangan pada lapisan R0. Jika tidak dilakukan penelitian kembali, maka, pada tahun 2025, diprediksi lapangan Bisma mengalami stop produksi dengan kurva dapat dilihat pada Gambar 1b.

Pada rentang tahun 2011 hingga 2015 dilakukan beberapa logging sumur kembali di beberapa titik untuk mendapatkan data dengan kondisi kekinian demi kepentingan *development area*. Oleh karena itu, diperlukan studi kembali untuk mengetahui kemungkinan cadangan hidrokarbon pada lapangan Bisma menggunakan data terbaru yang ada. Pencarian prospek hidrokarbon terutama dilakukan pada formasi Talang Akar (TAF) dibawah formasi Baturaja (BAF) pada sub formasi S dan W3. Lokasi penelitian dapat dilihat pada Gambar 1.

B. Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah:

1. Melakukan pemodelan *time structure map* dan inversi AI serta menurunkannya ke parameter *density* pada sub formasi produktif lapangan Bisma sehingga mampu mengidentifikasi sebaran *body sandstone*.
2. Melakukan interpretasi data log dan *lumping* petrofisika pada beberapa sumur di lapangan penelitian sehingga diperoleh data ketebalan *Net pay* tiap sumur dan mengintegrasikannya ke data seismik.
3. Melakukan pemodelan peta porositas, *isopach* dan saturasi air (S_w) *netpay* pada lapangan Bisma.

4. Melakukan perhitungan cadangan minyak pada lapangan Bisma menggunakan integrasi peta *depth structure*, densitas, *isopach* dan saturasi air (S_w) serta menentukan titik pengeboran ideal dalam kegiatan selanjutnya (eksplorasi lanjutan atau produksi).

C. Batasan Masalah

Batasan masalah dalam penelitian ini adalah menginterpretasikan zona prospek menggunakan data log yang telah di sediakan, data log merupakan hasil *Logging* di lapangan Bisma. Selain itu, melakukan interpretasi seismik inversi AI dan mengintegrasikannya dengan data logging untuk mendapatkan data pendukung dalam perhitungan cadangan minyak di lapangan Bisma.

D. Manfaat

Manfaat dari penelitian ini adalah *output* yang didapatkan dapat digunakan sebagai acuan dalam merencanakan pengeboran dengan estimasi cadangan hasil penelitian. Disamping itu, diharapkan dapat memberikan rekomendasi usulan sumur pemboran beserta justifikasinya.

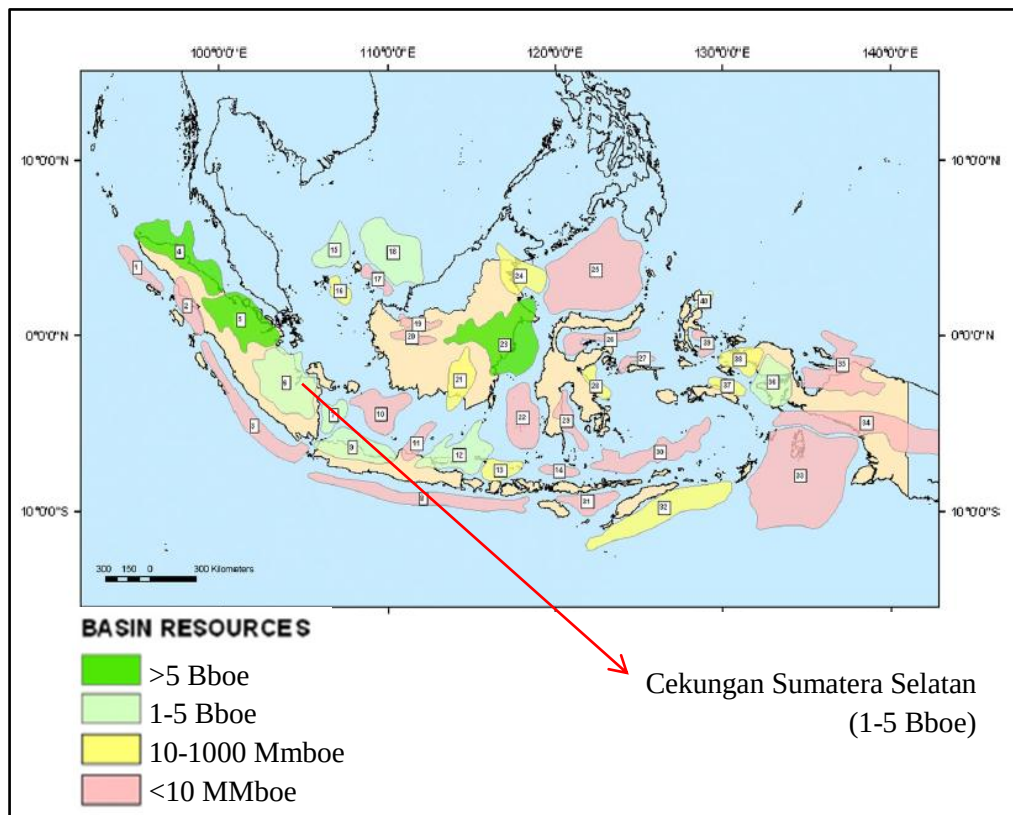
E. Lokasi Daerah Penelitian

Penelitian ini dilakukan di Departemen *Geology and Geophysic* PT Pertamina EP Asset 2 yang beralamat di Jl. Jendral Sudirman No.3, Prabumulih. Dengan pusat kajian berada di Lapangan Bisma *Field* Limau, Prabumulih (Gambar 1).

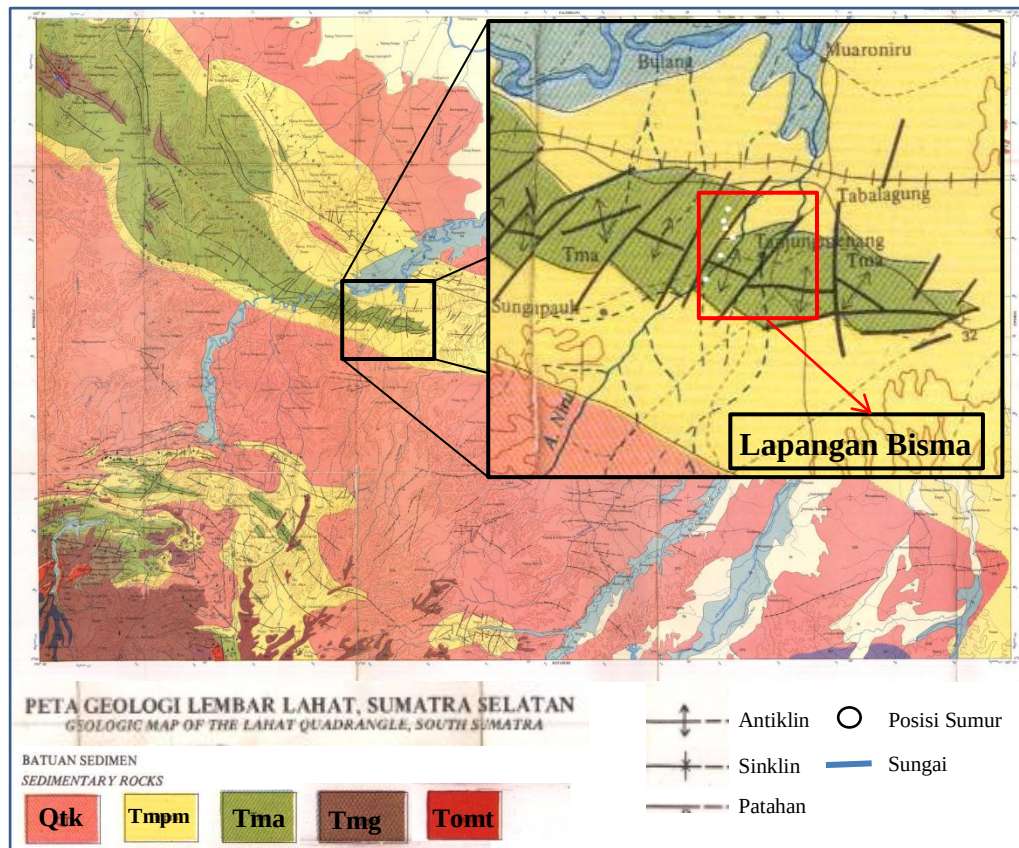
II. TINJAUAN PUSTAKA

A. Letak dan Lokasi Penelitian

Penelitian ini dilakukan di departemen *Geology and Geophysic* PT. Pertamina EP Asset 2 yang berada di kota Prabumulih dengan jarak tempuh 90 km dan waktu tempuh sekitar 2 jam dari Palembang. Adapun lapangan kajian yakni lapangan Bisma yang berada di cekungan Sumatera Selatan blok Limau dengan waktu tempuh 20 menit dari kantor pusat PT Pertamina EP Asset 2.



Gambar 2. Peta lokasi cekungan di Indonesia. Dikelompokkan berdasarkan volume cadangan. MM: Million, B: Billion, boe: Barrel oil-equivalent (Doust dan Noble, 2008).



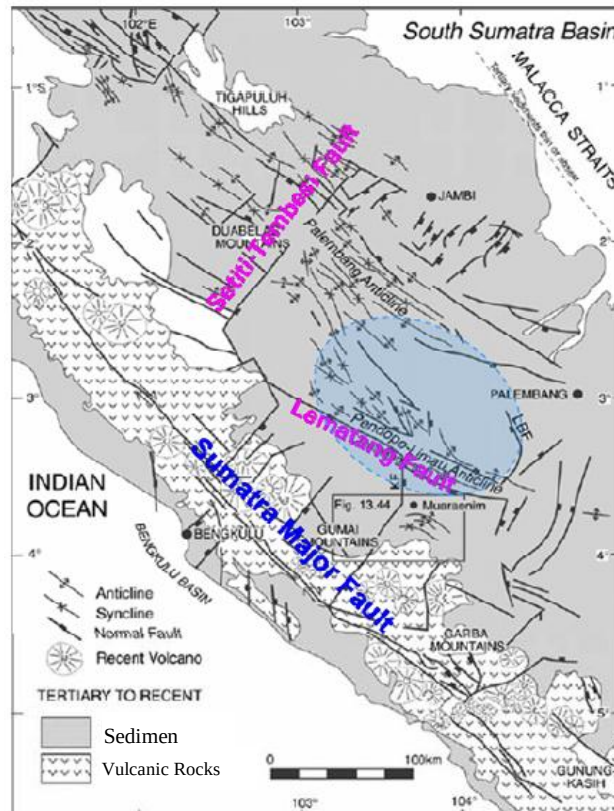
Gambar 3. Peta geologi lembar Lahat dengan area penelitian (Laporan Internal Pertamina Asset 2, 2016) dengan modifikasi.

Gambar 2 menunjukkan potensi cadangan hidrokarbon cekungan sumatera selatan berada pada nilai 1 hingga 5 Bboe dan Gambar 3 menunjukkan lokasi penelitian berada pada endapan sedimen. Qtz menunjukkan litologi tuff, tuff pasir hingga batulempung formasi Kasai. Tmpm menunjukkan litologi batulempung, lanau, batupasir tufan dengan sisipan batubara formasi Muara Enim. Tma menunjukkan litologi perselingan lempung dan lanau hingga karbonan formasi Air Benakat. Tmg menunjukkan litologi penyusun lempung, serpih dan gampingan pada formasi Gumai.

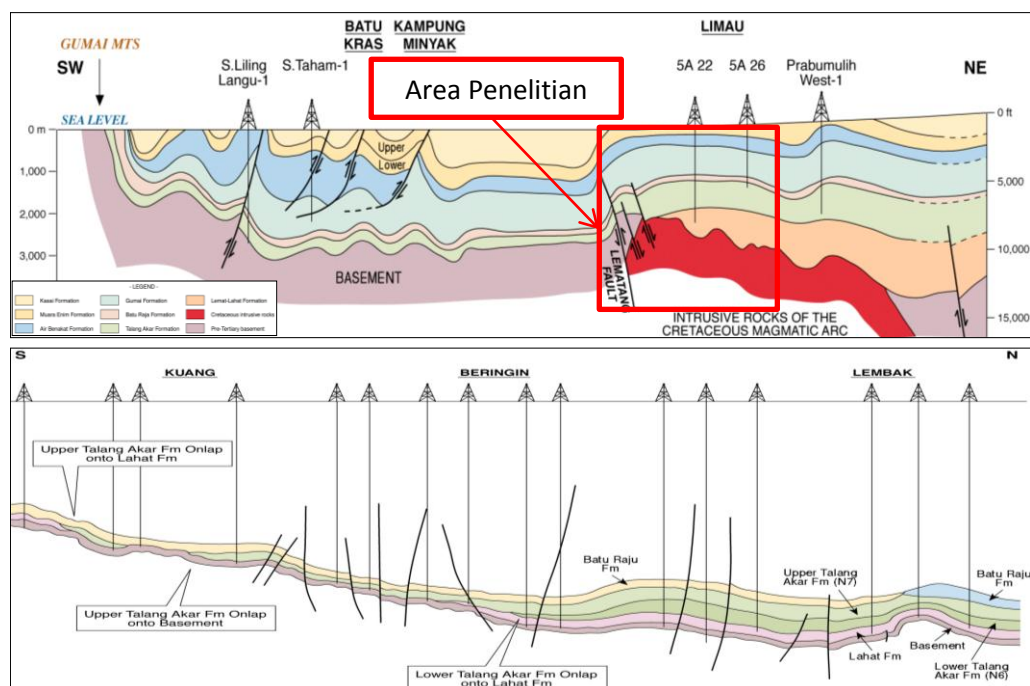
B. Kondisi Geologi

Sumatera Selatan merupakan daerah yang memiliki beberapa sub-cekungan yang dibatasi oleh daerah Tinggian Lampung di sebelah tenggara,

Pegunungan Tiga Puluh di sebelah barat laut, Pegunungan Bukit Barisan di sebelah barat daya, pegunungan Dua Belas dan Paparan Sunda di timur laut.

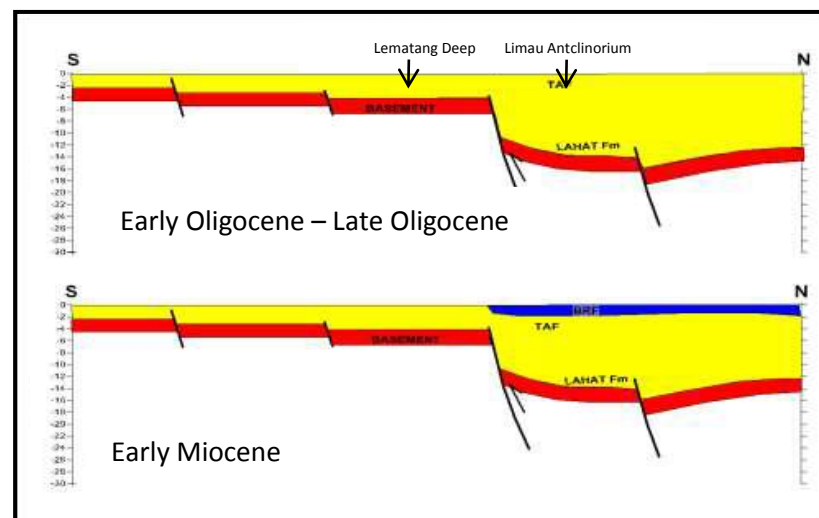


Gambar 4. Tektonik Cekungan Sumatera Selatan (Purwaningsih dkk., 2006)

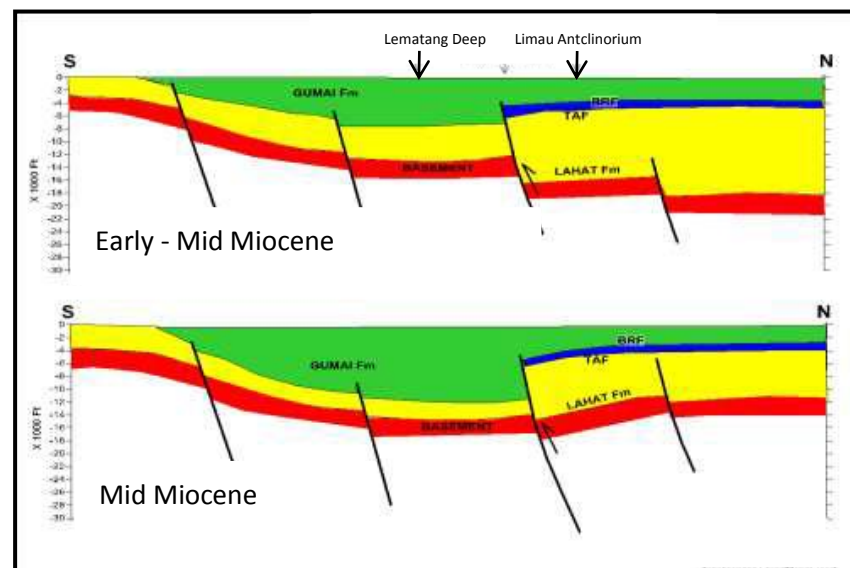


Gambar 5. South Sumatra Basin Regional Setting Cross-section (Hardiansyah, 2015).

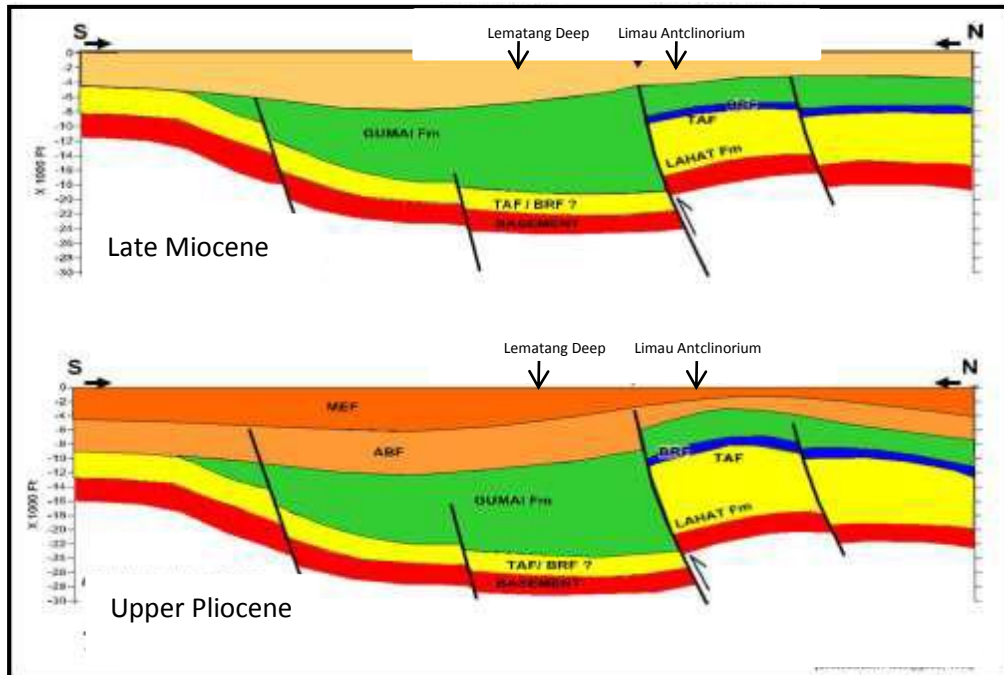
Cekungan Sumatera Selatan tergolong sebagai suatu cekungan sedimentasi yang diawali sejak *Oligocene* (Pulunggono, 1992) dan merupakan cekungan busur belakang (*back arc basin*). Tektonik cekungan Sumatera dipengaruhi oleh pergerakan konvergen antara Lempeng Hindia-Australia dengan Lempeng Paparan Sunda (Hardiansyah, 2015).



Gambar 6. Penampang utara-selatan perkembangan tektonik sedimentasi Limau dan sekitarnya pada *Early Miocene* (Pulunggono, dalam Hardiansyah 2015).



Gambar 7. Penampang utara-selatan perkembangan tektonik sedimentasi Limau dan sekitarnya pada *Mid Miocene* (Pulunggono, dalam Hardiansyah 2015).



Gambar 8. Penampang utara-selatan perkembangan tektonik sedimentasi Limau dan sekitarnya pada *Late Miocene – Upper Pliocene* (Pulunggono, 1986; Hardiansyah 2015).

Elemen-elemen struktur yang utama pada cekungan Sumatera Selatan (Gambar 4 dan Gambar 10) menunjukkan orientasi regangan berarah timutlaut-baratdaya dan pada Gambar 5 menunjukkan adanya zona onlap dari formasi talangakar pada area kuang, beringin dan lembak secara horizontal. Dan Gambar 6 hingga 8 menunjukkan perkembangan tektonik sedimentasi Limau dan sekitarnya pada masa *Early Miocene* hingga *Late Miocene*.

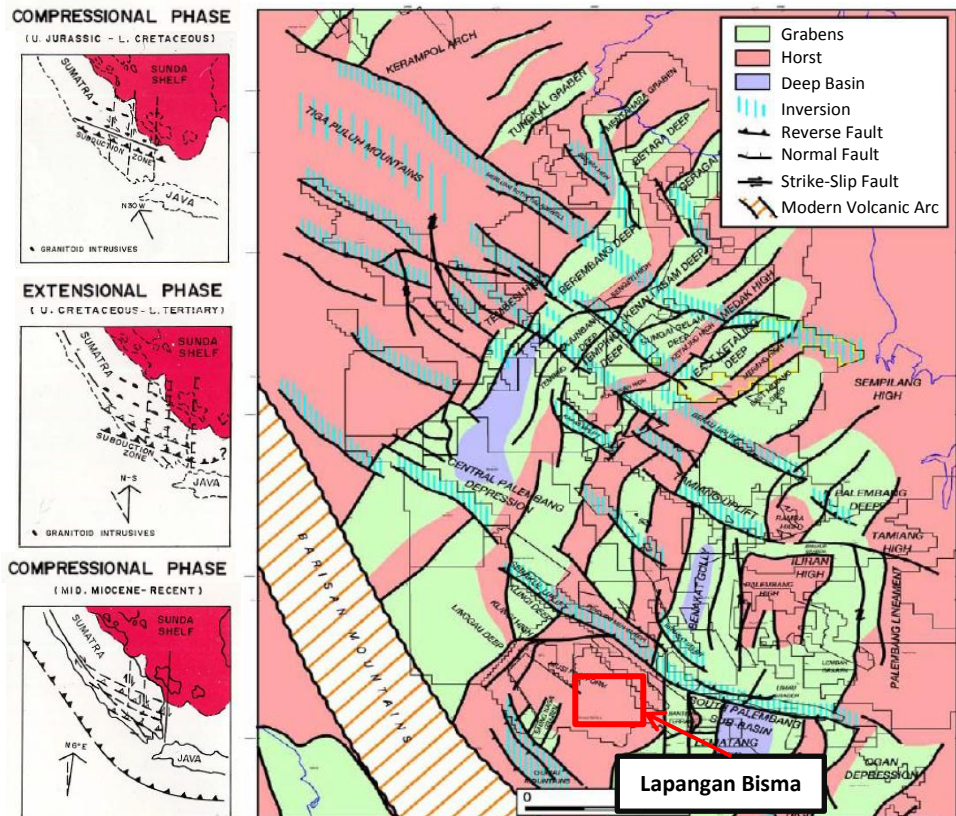
Kondisi geologi pada daerah penelitian berdasarkan morfologi, fisiografi, topografi, stratigrafi, struktur geologi dan sejarah geologinya adalah sebagai berikut:

1. Morfologi

Ginger dan Fielding (2005) memodelkan lingkungan pengendapan cekungan sumatera selatan sebagai lingkungan *fluvial* hingga *shallow marine* sebagaimana tergambar pada Gambar 9.

Menurut Andi dkk., (1986) dalam Hidayat dan Nuryanto (1997), Sumatera bagian selatan secara umum dapat dibagi menjadi tiga satuan morfologi, yaitu satuan daratan rendah di bagian timur dan timur laut, satuan pegunungan di bagian tengah dan barat daya, satuan perbukitan bergelombang di bagian tengah dan sedikit dibagian selatan pulau.

Ginger dan Fielding (2005) mengelompokan morfologi cekungan sumatera selatan menjadi tinggian dan rendahan ditunjukan peta berikut.



Gambar 10. Morfologi Cekungan Sumatera Selatan (Ginger dan Fielding, 2005) dan (Pulunggono, 1992) .

Secara umum, Sumatera bagian selatan sudah dipengaruhi proses tektonik. Hal ini dicerminkan oleh bentuk morfologi yang beraneka ragam mulai dari deretan sampai perbukitan dan tersusun oleh beberapa jenis litologi batuan.

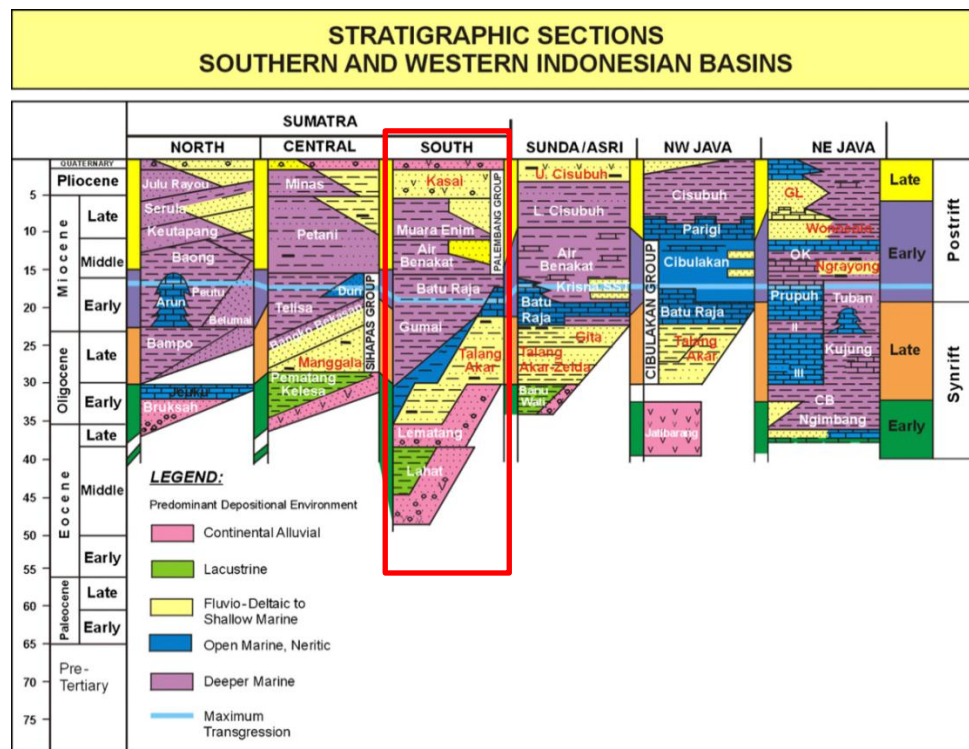
2. Fisiografi

Pertemuan tiga lempeng tektonik utama yang terjadi di Indonesia yaitu lempeng Eurasia, lempeng samudra Hindia-Australia dan lempeng Pasifik memengaruhi terhadap tektonisasi yang berada di Indonesia. Lempeng Eurasia yang bergerak relatif ke arah selatan dan lempeng samudra Hindia-Australia yang bergerak ke arah utara memengaruhi tektonisasi di pulau Jawa dan pulau Sumatera (Hidayat dan Nuryanto, 1997). Subduksi dari Lempeng Hindia-Australia dengan batas Lempeng

Eurasia pada masa Paleogen diperkirakan menyebabkan rotasi Lempeng Eurasia termasuk Sumatera searah jarum jam. Perubahan posisi Sumatra yang sebelumnya berarah *E-W* menjadi *SE-NW* dimulai pada Eosen-Oligosen. Perubahan tersebut juga mengindikasikan meningkatnya pergerakan sesar mendatar Sumatra seiring dengan rotasi. Subduksi *oblique* dan pengaruh sistem mendatar Sumatra menjadikan kompleksitas regim *stress* dan pola *strain* pada Sumatra.

3. Stratigrafi

Fase sedimentasi di cekungan sumatera selatan berlangsung menerus selama zaman Tersier disertai dengan penurunan dasar cekungan hingga ketebalan sedimen mencapai 600 meter (Bemmelen, 1949).



Gambar 11. Stratigrafi Indonesia bagian Selatan dan Barat (Doust dan Noble, 2008) dengan modifikasi.

Siklus pengendapan di Cekungan Sumatera Selatan terbagi dalam 2 fase yaitu fase transgresi dan fase regresi.

- a. Fase Transgresi, menghasilkan endapan kelompok Telisa yang terdiri dari Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja dan Formasi Gumai. Kelompok Telisa ini diendapkan tidak selaras di atas batuan dasar berumur pra Persia.
- b. Fase Regresi, menghasilkan endapan kelompok Palembang (*Palembang group*) terdiri dari Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim dan Kasai.

Pulunggono, dkk. (1992) mengemukakan bahwa sedimentasi yang terjadi selama Tersier berlangsung pada lingkungan laut setengah tertutup. Pada fase transgresi terbentuk urutan fasies darat-transisi-laut dangkal dan pada fase regresi terbentuk urutan sebaliknya yaitu, laut dangkal-transisi-darat. Stratigrafi pada cekungan Sumatera Selatan dapat dikenal satu daur besar (*Megacycle*) yang terdiri dari suatu transgresi yang diikuti regresi.

Endapan Tersier pada Cekungan Sumatera Selatan dari tua ke muda terdiri dari Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, Formasi Gumai, Formasi Air Benakat seperti Gambar 11. Susunan stratigrafi daerah penelitian dari batuan yang tua ke batuan yang lebih muda dapat diuraikan, sebagai berikut:

a. Formasi Lahat

Formasi Lahat diperkirakan berumur oligosen awal. Formasi ini merupakan batuan sedimen pertama yang diendapkan pada cekungan Sumatera Selatan. Pembentukannya hanya terdapat pada bagian terdalam dari cekungan dan diendapkan secara tidak selaras. Pengendapannya terdapat dalam lingkungan darat atau *aluvial-fluvial* sampai dengan *lacustrine*. Fasies batupasir terdapat di bagian bawah, terdiri dari

batupasir kasar, kerikilan, dan konglomerat. Sedangkan fasies *shale* terletak di bagian atas (*Benakat Shale*) terdiri dari batu serpih sisipan batupasir halus, lanau, dan tufa. Sehingga *shale* yang berasal dari lingkungan *lacustrine* ini merupakan dapat menjadi batuan induk. Pada bagian tepi *graben* ketebalannya sangat tipis dan bahkan tidak ada, sedangkan pada bagian tinggian *intra-graben* sub cekungan selatan dan tengah Palembang ketebalannya 1000 m (Ginger dan Fielding, 2005).

b. Formasi Talang Akar

Formasi Talang Akar diperkirakan berumur oligosen akhir sampai miosen awal. Menurut stratigrafi diatas, Formasi ini terbentuk secara selaras di atas Formasi Lahat dan selaras di bawah Formasi Gumai atau anggota Basal Telisa - formasi Batu Raja. Namun, di beberapa titik, formasi ini tidak selaras dengan endapan dibawahnya yakni formasi Lahat. Formasi Talang Akar pada cekungan Sumatera Selatan terdiri dari batulanau, batupasir dan sisipan batubara yang diendapkan pada lingkungan laut dangkal hingga transisi. Bagian bawah formasi ini terdiri dari batupasir kasar, serpih dan sisipan batubara. Sedangkan di bagian atasnya berupa perselingan antara batupasir dan serpih. Ketebalan Formasi Talang Akar berkisar antara 460 – 610 m di dalam beberapa area cekungan. Variasi lingkungan pengendapan formasi ini merupakan *fluvial-deltaic* yang berupa *braided stream* dan *point bar* di sepanjang paparan (*shelf*) berangsur berubah menjadi lingkungan pengendapan *delta front*, *marginal marine*, dan *prodelta* yang mengindikasikan perubahan lingkungan pengendapan ke arah cekungan (*basinward*).

Sumber sedimen batupasir Talang Akar Bawah ini berasal dari dua tinggian pada kala oligosen akhir, yaitu di sebelah timur (Sunda) dan sebelah barat (Pegunungan Barisan dan tinggian dekat Bukit Barisan).

c. Formasi Batu Raja

Formasi Batu Raja diendapkan secara selaras di atas formasi Talang Akar pada kala miosen awal. Formasi ini tersebar luas terdiri dari karbonat *platforms* dengan ketebalan 20-75 m dan tambahan berupa karbonat *build-up* dan *reef* dengan ketebalan 60-120 m. Didalam batuan karbonatnya terdapat *shale* dan *calcareous shale* yang diendapkan pada laut dalam dan berkembang di daerah *platform* dan tinggian (Bishop, 2001). Produksi karbonat berjalan dengan baik pada masa sekarang dan menghasilkan pengendapan dari batugamping. Keduanya berada pada *platforms* di pinggiran dari cekungan dan *reef* yang berada pada tinggian *intra-basinal*. Karbonat dengan kualitas reservoir terbaik umumnya berada di selatan cekungan, akan tetapi lebih jarang pada bagian utara sub-cekungan Jambi (Ginger dan Fielding, 2005). Beberapa distribusi *facies* batugamping yang terdapat dalam formasi Batu Raja diantaranya adalah *mudstone*, *wackestone*, dan *packstone*. Bagian bawah terdiri dari batugamping kristalin yang didominasi oleh semen kalsit dan terdiri dari *wackestone* bioklastik, sedikit *plentic foram*, dan di beberapa tempat terdapat *vein*.

d. Formasi Gumai

Formasi Gumai diendapkan secara selaras di atas formasi Batu Raja pada kala oligosen sampai dengan tengah miosen. Formasi ini

tersusun oleh *fosilliferous marine shale* dan lapisan batugamping yang mengandung *glauconitic* (Bishop, 2001). Bagian bawah formasi ini terdiri dari serpih yang mengandung *calcareous shale* dengan sisipan batugamping, napal dan batulanau. Sedangkan di bagian atasnya berupa perselingan antara batupasir dan *shale*. Ketebalan formasi Gumai ini diperkirakan 2700 m di tengah-tengah cekungan. Sedangkan pada batas cekungan dan pada saat melewati tinggian ketebalannya cenderung tipis.

e. Formasi Air Benakat

Formasi Air Benakat diendapkan selama fase regresi dan akhir dari pengendapan formasi Gumai pada kala tengah miosen (Bishop, 2001). Pengendapan pada fase regresi ini terjadi pada lingkungan neritik hingga *shallow marine*, yang berubah menjadi lingkungan *delta plain* dan *coastal swamp* pada akhir dari siklus regresi pertama. Formasi ini terdiri dari batulempung putih kelabu dengan sisipan batupasir halus, batupasir abu-abu hitam kebiruan, glaukonitan setempat mengandung lignit dan di bagian atas mengandung tufaan sedangkan bagian tengah kaya akan fosil foraminifera. Ketebalan formasi ini antara 1000-1500 m.

f. Formasi Muara Enim

Formasi ini diendapkan pada kala akhir miosen sampai pliosen dan merupakan siklus regresi kedua sebagai pengendapan laut dangkal sampai *continental sands*, delta dan batu lempung. Siklus regresi kedua dapat dibedakan dari pengendapan siklus pertama (formasi Air Benakat) dengan ketidakhadirannya batupasir glaukonit dan akumulasi lapisan batubara yang tebal. Pengendapan awal terjadi di sepanjang lingkungan

rawa-rawa dataran pantai, sebagian di bagian selatan cekungan Sumatra Selatan, menghasilkan deposit batubara yang luas. Pengendapan berlanjut pada lingkungan *delta plain* dengan perkembangan secara lokal sekuen serpih dan batupasir yang tebal. Siklus regresi kedua terjadi selama kala Miosen akhir dan diakhiri dengan tanda-tanda awal tektonik Plio-Pleistosen yang menghasilkan penutupan cekungan dan *onset* pengendapan lingkungan *non marine*. Batupasir pada formasi ini dapat mengandung glaukonit dan debris vulkanik. Pada formasi ini terdapat oksida besi berupa konkresi-konkresi dan *silicified wood*. Sedangkan batubara yang terdapat pada formasi ini umumnya berupa lignit. Ketebalan formasi ini tipis pada bagian utara dan maksimum berada di sebelah selatan dengan ketebalan 750 m (Bishop, 2001).

g. Formasi Kasai

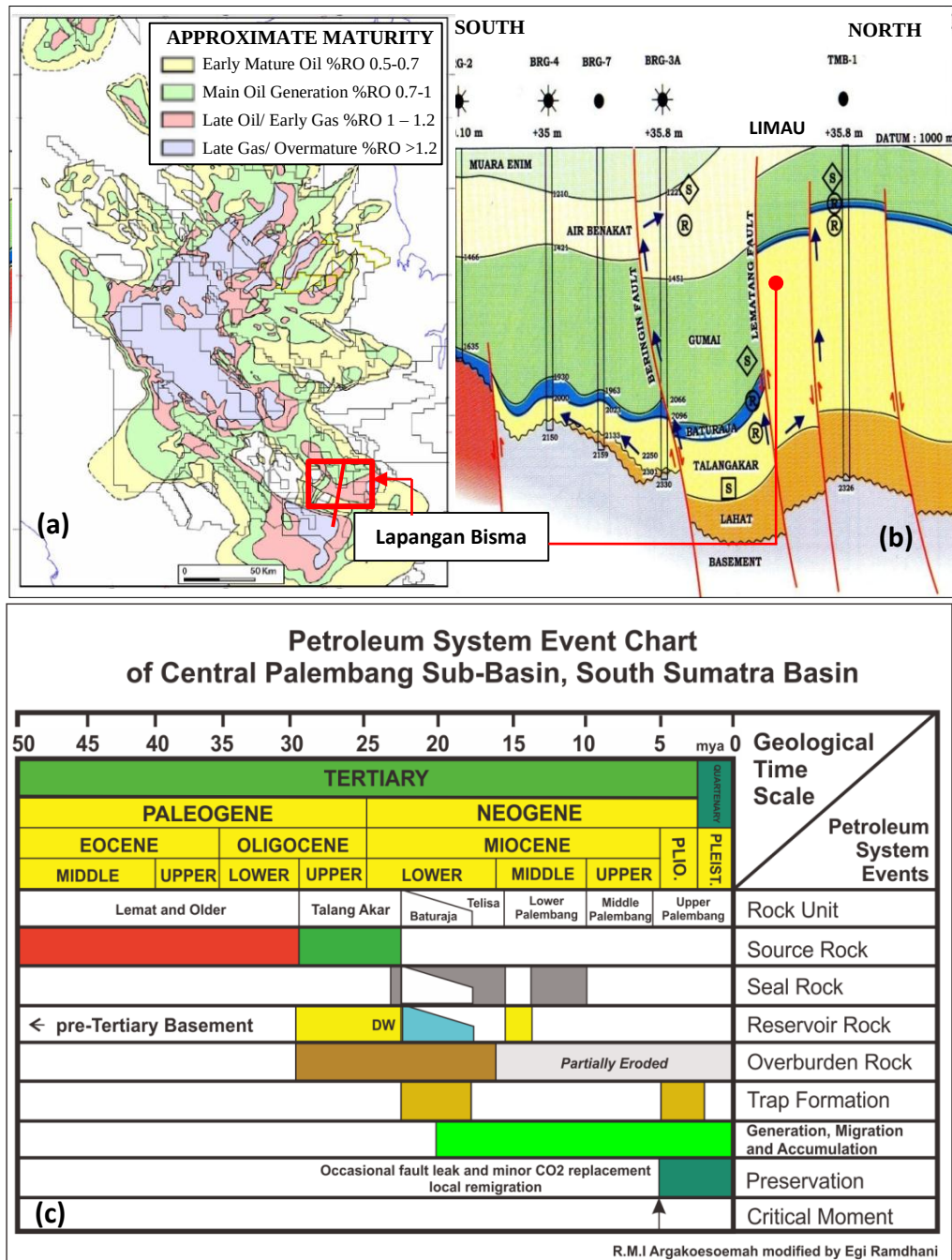
Formasi ini diendapkan pada kala pliosen sampai dengan pleistosen. Pengendapannya merupakan hasil dari erosi dari pengangkatan Bukit Barisan dan pegunungan Tigapuluh, serta akibat adanya pengangkatan pelipatan yang terjadi di cekungan. Pengendapan dimulai setelah tanda-tanda awal dari pengangkatan terakhir Pegunungan Barisan yang dimulai pada miosen akhir. Kontak formasi ini dengan formasi Muara Enim ditandai dengan kemunculan pertama dari batupasir tufaan. Karakteristik utama dari endapan siklus regresi ketiga ini adalah adanya kenampakan produk vulkanik. Formasi Kasai tersusun oleh batupasir kontinental dan lempung serta material piroklastik. Formasi ini mengakhiri siklus susut laut. Pada bagian bawah terdiri atas *tuffaceous*

sandstone dengan beberapa selingan lapisan-lapisan *tuffaceous claystone* dan batupasir yang lepas, pada bagian teratas terdapat lapisan *tuff*, batu apung yang mengandung sisa tumbuhan dan kayu berstruktur sedimen silang siur. Lignit terdapat sebagai lensa-lensa dalam batupasir dan batulempung yang terdapat *tuff*.

Formasi talang akar pada area penelitian berkembang menjadi reservoir yang baik bagi hidrokarbon, reservoir-reservoir produktif dijumpai pada formasi ini. Formasi baturaja pada daerah penelitian merupakan formasi baturaja *platform* dimana formasi tidak berkembang menjadi reservoir yang baik. Gamping *platform* terbentuk di laut dangkal akibat adanya suspensi pada mineral mineral pembentuk gamping di perairan laut dangkal. Formasi ini tidak berkembang menjadi reservoir yang baik dikarenakan tidak adanya indikasi *reef build up* pada gamping BRF lapangan Bisma.

C. **Petroleum system Cekungan Sumatera Selatan**

Cekungan Sumatera Selatan sering disebut dengan cekungan penghasil minyak dan gas yang produktif. Hal ini dibuktikan adanya antiklin yang dihubungkan dengan banyaknya rembesan minyak dan gas yang ada. Dimana letak rembesan ini berada di kaki bukit Gumai dan pegunungan Barisan. Dengan adanya peristiwa rembesan ini, sehingga dapat diinterpretasikan sebagai indikasi awal adanya hidrokarbon yang berada di bawah permukaan berdasarkan *petroleum system*. Gambar 12 menunjukkan beberapa data yakni peta maturitas hidrokarbon, *South Sumatra Basin Regional Setting Hydrocarbon Play* irisan penampang utara-selatan, dan petroleum system event chart yang berpengaruh pada area lapangan Bisma.



Gambar 12. (a) *Maturity Map* Cekungan Sumatera Selatan (Ginger dan Fielding, 2005); (b) *South Sumatra Basin Regional Setting Hydrocarbon Play* (Hardiansyah 2015); (c) *Petroleum System Event Chart* sub cekungan Palembang tengah dan berlaku dalam penggambaran formasi Talang Akar lapangan Bisma (Argakoesoemah dan Kamal, 2004).

Gambar 12 menunjukkan sistem petroleum pada cekungan Sumatera Selatan. Gambar a menunjukkan peta sebaran maturitas hidrokarbon cekungan Sumatera Selatan yang diindikasikan terhadap nilai reflektansi vitrinite (%Ro).

Teridentifikasi, lapangan Bisma berada pada area dengan nilai %Ro sebesar 0.5 – 10 pada kisaran dua warna yakni kuning dan hijau. Hal ini menunjukkan indikasi awal lapangan terisi minyak dengan masa matang main hingga early. Gambar b menunjukkan *hydrocarbon play* area lapangan Bisma yang berasosiasi dengan patahan naik dan patahan turun. Patahan turun dapat diindikasikan menjadi jalur migrasi minyak. Serta diketahui dari Gambar c bahwa formasi penelitian (Talang Akar) bertindak sebagai reservoir sekaligus *source rock*, formasi dibawahnya yakni Lemat atau formasi Lahat bertindak sebagai *source rock* diindikasikan juga mengisi reservoir formasi talang akar.

1. 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 (Bishop, 2001). Gradien temperatur di cekungan Sumatera Selatan berkisar 49° C/Km. Gradien ini lebih kecil jika dibandingkan dengan cekungan Sumatera Tengah, sehingga minyak akan cenderung berada pada tempat yang dalam. 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* (Bishop, 2001).

2. Reservoir

Dalam 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 %. Untuk formasi Talang Akar secara umum terdiri dari *quarzone sandstone*, *siltstone*, dan pengendapan *shale*. Sehingga pada *sandstone* sangat baik untuk menjadi reservoir. Porositas yang dimiliki pada formasi talang Akar berkisar antara 15-30 % dan permeabilitasnya sebesar 5 Darcy. Formasi Talang Akar diperkirakan mengandung 75% produksi minyak dari seluruh cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2001). 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 1 *darcy*.

3. 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.

4. *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 (Bishop, 2001).

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 (pliosen sampai pleistosen).

Jebakan lain yang berpengaruh adalah jebakan stratigrafi. Dimana, dalam penelitian ini, jebakan stratigrafi menjadi kontrol utama dalam akumulasi minyak di area penelitian. Minyak berasosiasi kuat dengan endapan batupasir hasil sedimentasi yang ditutup oleh lapisan *shale*.

5. Migrasi

Migrasi hidrokarbon ini 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 Plietosen (Bishop, 2001).

III. TEORI DASAR

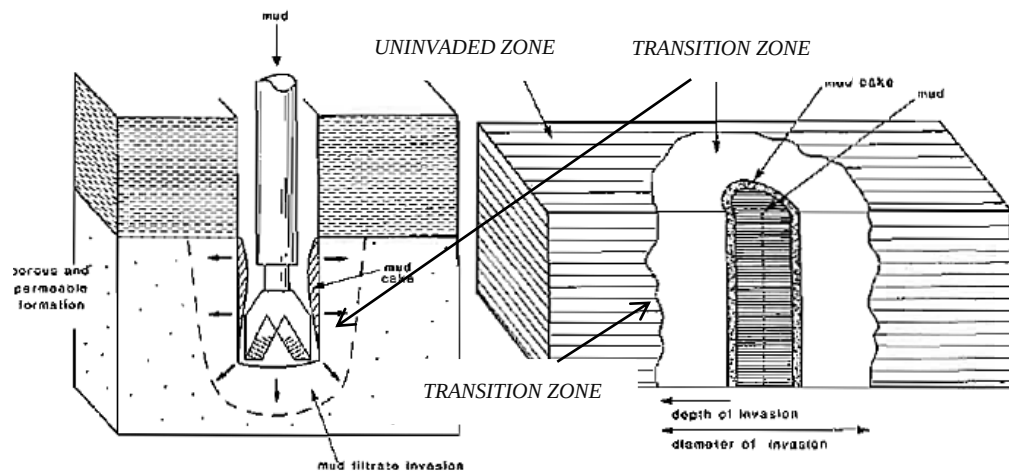
A. Konsep Dasar *Well Logging*

1. Pengertian Dasar

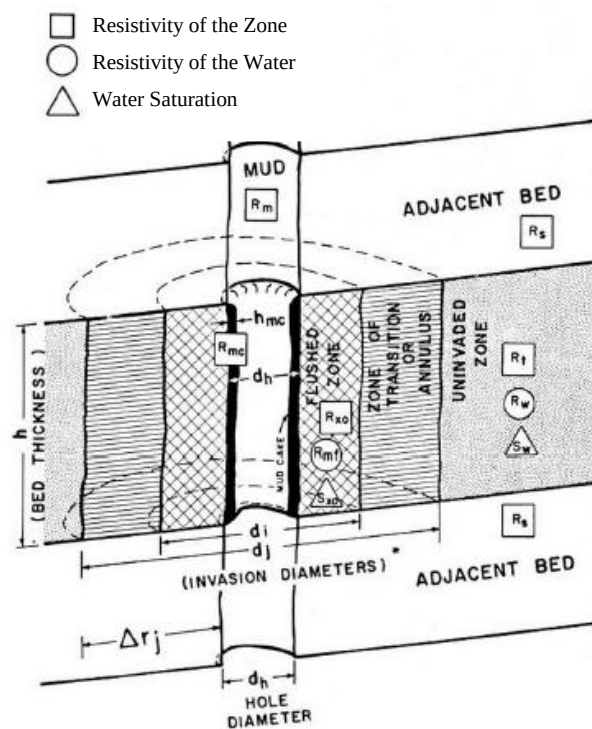
Logging merupakan metode pengukuran besaran-besaran fisik batuan terhadap kedalaman lubang bor. Sesuai dengan tujuan *logging* yaitu menentukan besaran-besaran fisik batuan maka dasar dari *logging* itu sendiri adalah sifat-sifat fisik atau petrofisik dari batuan (Harsono, 1997). *Well Logging* secara bebas dan sederhana berarti suatu pencatatan perekaman penggambaran sifat, karakter, ciri, data, keterangan, dan urutan bawah permukaan secara bersambung dan teratur selaras dengan majunya alat yang di pakai. Sehingga diagram yang dihasilkan akan merupakan Gambaran hubungan antara kedalaman (*depth*) dengan karakter atau sifat yang ada pada formasi.

Well logging dapat dilakukan dengan dua cara utama yaitu *openhole logging* dimana tidak diberi *casing* dan *cased hole logging* yang diberi *casing*. Dalam proses pengeboran, komponen utama yang digunakan yakni lumpur pemboran atau seringkali disebut *mud logging* digunakannya komponen ini adalah agar tidak terjadinya *blow out* saat fase pemboran sebelum dilakukannya *casing* dengan sistem memberi tekanan pada formasi. Namun dalam kenyataannya lumpur mendesak hidrokarbon masuk ke dalam

formasi menjauhi lubang bor dan mencegah hidrokarbon menyembur keluar permukaan. Akibatnya pada beberapa lapisan permeabel terjadi penyusupan (infiltrasi) air lumpur pada dinding sumur sehingga mendesak kandungan lapisan semula lebih dalam dan pada dinding sumur tersebut terbentuk suatu kerak lumpur (*mud cake*) yang menyebabkan diameter sumur lebih kecil.



Gambar 13. Zona *Mudcake* pemboran (Rider, 1996) dengan modifikasi.



Gambar 14. Zona infiltrasi sumur bor (Asquith dan Gibson, 1982).

Akibatnya pada lapisan ini terbentuk tiga daerah infiltrasi Seperti ditunjukan Gambar 13 dan Gambar 14.

a. *Flushed Zone* atau *Invanded Zone*

Zona ini merupakan daerah yang paling dekat dengan lubang sumur yang terisi oleh lumpur. Sehingga bila dilakukan pengukuran sifat fisik pada daerah ini, maka yang diukur bukanlah sifat dari kandungan semula (asli), akan tetapi sifat dari air lumpur.

b. *Transition Zone*

Zona ini merupakan daerah yang lebih dalam dari *invanded zone*. Daerah ini terisi campuran air lumpur dan kandungan semula.

c. *Uninvanded Zone*

Zona ini merupakan daerah yang tidak dipengaruhi oleh air lumpur dan terletak paling jauh dari lubang sumur.

Pemboran sumur terbagi menjadi dua yakni *openhole* dan *cased hole logging*.

a. ***Openhole Logging***

Openhole Logging ini merupakan kegiatan *logging* yang dilakukan pada sumur atau lubang bor yang belum dilakukan pemasangan *casing*. Pada umumnya pada tahap ini semua jenis log dapat dilakukan.

b. ***Casedhole Logging***

Casedhole Logging merupakan kegiatan *logging* yang dilakukan pada sumur/ lubang bor yang sudah dilakukan pemasangan *casing*. Pada tahapan ini hanya log tertentu yang dapat dilakukan antara lain adalah *log Gamma Ray*, *Caliper*, *NMR*, dan *CBL*.

Parameter-parameter sifat batuan utama yang diukur meliputi temperatur, tahanan jenis, densitas, porositas, permeabilitas dan sebagainya yang tergambar dalam bentuk kurva-kurva log. Sifat-sifat dasar batuan yang tergambar dalam kurva log diperlukan untuk menghitung (Harsono, 1997):

1. Kapasitas/kemampuan batuan untuk menampung fluida;
2. Jumlah fluida dalam batuan tersebut;
3. Kemampuan fluida mengalir dari batuan ke lobang sumur bor.

2. Log Gamma Ray

Prinsip dari *log gamma ray (GR)* adalah perekaman radioaktivitas alami bumi. Radioaktivitas *GR* berasal dari 3 unsur radioaktif yang ada dalam batuan yaitu Uranium (*U*), Thorium (*Th*) dan Potasium (*K*), yang secara kontinu memancarkan *GR* dalam bentuk pulsa-pulsa energi radiasi tinggi. Sinar Gamma ini mampu menembus batuan dan dideteksi oleh sensor sinar gamma yang umumnya berupa detektor sintilasi. Setiap *GR* yang terdeteksi akan menimbulkan pulsa listrik pada detektor. Parameter yang direkam adalah jumlah dari pulsa yang tercatat per satuan waktu (Harsono, 1997).

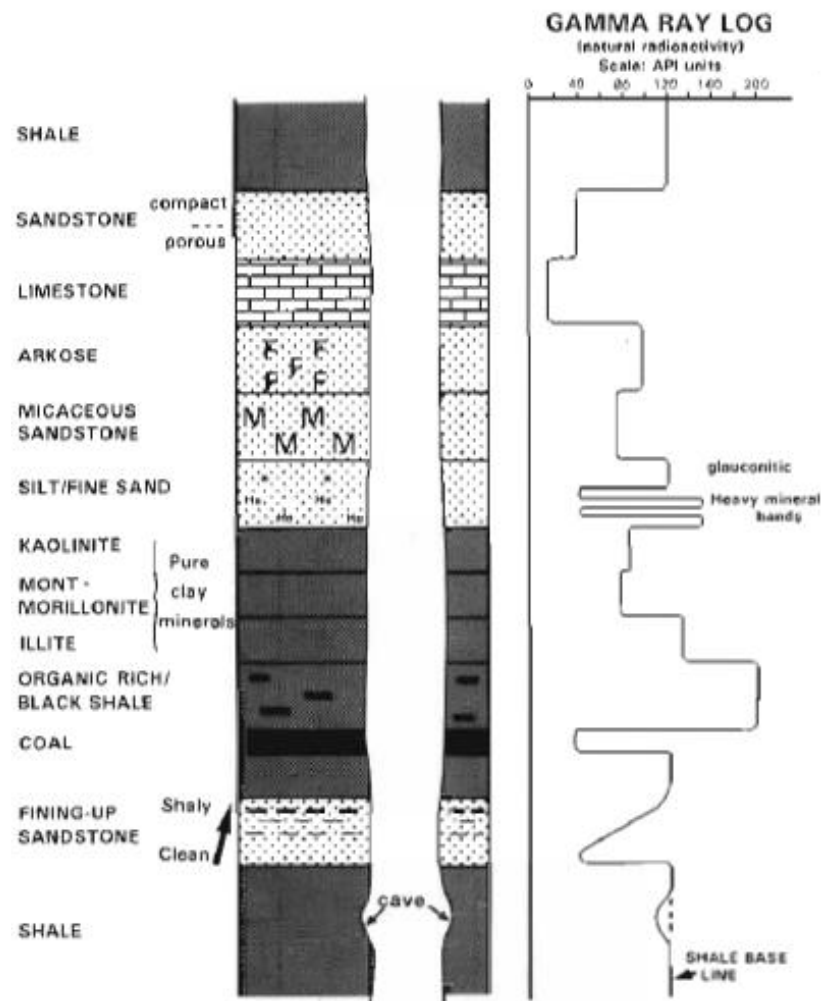
Karena Uranium, Thorium dan Potasium terkonsentrasi secara besar didalam mineral lempung maka *log GR* digunakan secara luas dalam interpretasi batuan pasir dan lempung. Prinsipnya adalah interpolasi linier dari pembacaan antara pasir dan serpih. Akan tetapi *log GR* bukanlah merupakan indikator lempung atau serpih yang selalu tepat, sehingga indikator-indikator serpih lain juga perlu diperhatikan. Secara khusus *log GR* berguna untuk definisi lapisan permeabel disaat *log self potensial (SP)*

tidak berfungsi karena formasi yang sangat resistif atau bila kurva *SP* kehilangan karakternya, atau juga ketika *SP* tidak dapat direkam karena lumpur yang digunakan tidak konduktif (*oil base mud*). *Log GR* dapat digunakan untuk mendeteksi dan evaluasi terhadap mineral-mineral radioaktif, seperti biji potasium atau uranium. *Log GR* juga dapat digunakan untuk mendeteksi mineral-mineral yang tidak radioaktif, termasuk lapisan batubara. *Log GR* digunakan secara luas untuk korelasi pada sumur-sumur. Korelasi dari sumur ke sumur sering dilakukan dengan menggunakan *log GR*, dimana sejumlah tanda-tanda perubahan litologi hanya terlihat pada *log GR*.

Ringkasan dari kegunaan *Log GR* adalah:

1. Evaluasi kandungan serpih *Vsh*.
2. Menentukan lapisan permeabel.
3. Evaluasi biji mineral yang radioaktif.

Dalam eksplorasi hidrokarbon, untuk penafsiran litologi dengan menggunakan *log gamma ray*, Model *sand base line* yang dapat dilihat pada Gambar 15 langkah awal dalam penafsirannya adalah dengan membuat *sand base line* dan *shale base line* untuk membantu dalam menginterpretasikan batuan reservoir. *Sand base line* adalah garis lurus yang ditarik pada *log gamma ray* yang menunjukkan batas penginterpretasian litologi pasir. Sedangkan *shale base line* adalah garis lurus yang ditarik pada *log gamma ray* yang digunakan sebagai batas penarikan litologi lempung yang biasanya terletak di sebelah kanan kurva *gamma ray*.



Gambar 15. Identifikasi litologi berdasarkan respon log *Gamma Ray* (Rider, 1996).

Litologi batupasir menunjukkan pola *gamma ray* yang cenderung lurus, bernilai kecil, yang berada atau lebih kecil dari *sand base line* begitu pula lapisan batubara memiliki pola *gamma ray* yang lebih kecil dibandingkan dengan batupasir. Batu lumpur menunjukkan pola *gamma ray* yang relatif lurus, bernilai besar, yang berada di sekitar atau lebih besar dari *shale base line*. Batu lumpur adalah batuan yang tidak dapat diinterpretasikan secara pasti apakah memiliki ukuran butir lanau atau lempung dimana pola lognya berada diantara *sand base line* dan *shale base line*. Nilai ekstrim curam dan

besar yang ditunjukkan oleh pola *gamma ray* menunjukkan litologi yang sangat halus atau *marine shale* (Harsono,1997).

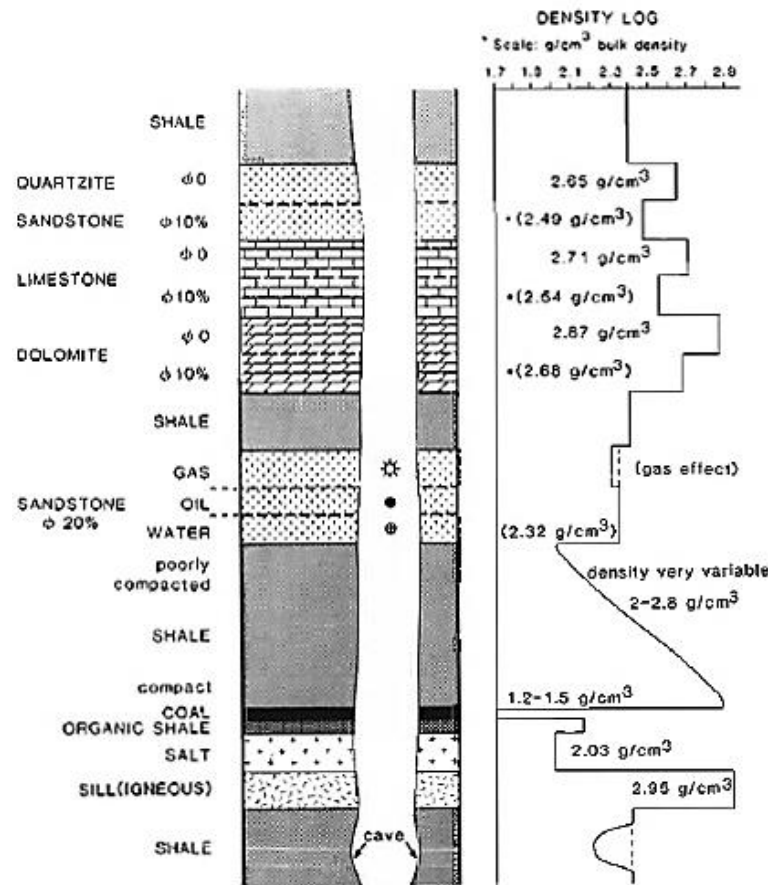
3. *Log Density (Densitas)*

Log densitas merekam secara menerus dari *bulk density* formasi. Densitas yang diukur merupakan semua densitas dari batuan termasuk batubara. Secara geologi *bulk density* adalah fungsi dari densitas dari mineral-mineral pembentuk batuan (misalnya matriks) dan volume dari fluida bebas yang mengisi pori (Rider, 1996).

Prinsip kerja *log densitas* menurut Harsono (1997) yaitu suatu sumber radioaktif dari alat pengukur dipancarkan 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 membentur elektron-elektron dalam batuan. Akibat benturan ini sinar gamma akan mengalami pengurangan energi (*lose energy*). Energi yang kembali sesudah mengalami benturan akan diterima oleh detektor yang berjarak tertentu dengan sumbernya. Makin lemahnya energi yang kembali menunjukkan makin banyaknya elektron-elektron dalam batuan, yang berarti makin banyak atau padat butiran atau mineral penyusun batuan persatuan volume.

Masuknya sinar gamma ke dalam batuan akan menyebabkan benturan antara sinar gamma dan elektron sehingga terjadi pengurangan energi pada sinar gamma tersebut. Sisa energi sinar gamma ini direkam detektor sinar gamma. Semakin lemah energi yang diterima detektor, maka semakin

banyak jumlah elektron di dalam batuan yang berarti semakin padat butiran penyusun batuan per satuan volume yang menjadi indikasi densitas dari batuan. Respon log densitas sebagaimana ditunjukkan oleh Gambar 16.



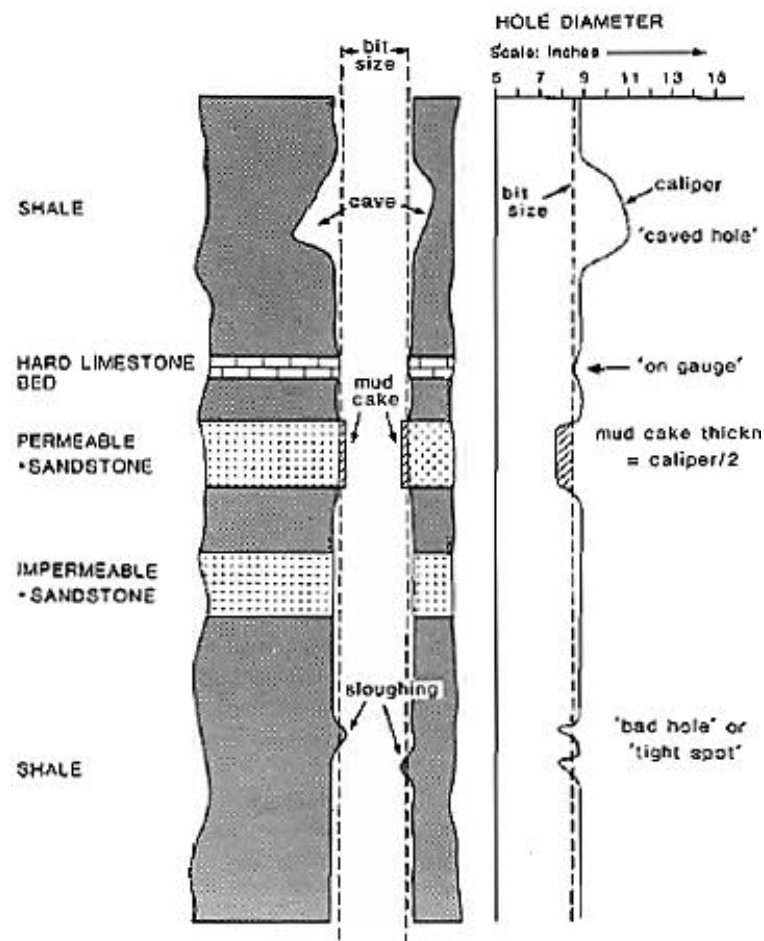
Gambar 16. Identifikasi litologi berdasarkan respon log *Density* (Rider, 1996).

Log long spaced density (LSD) digunakan untuk elevasi lapisan bawah permukaan karena menunjukkan nilai densitas mendekati sebenarnya, karena pengaruh yang kecil dari dinding lubang bor. *Log shoRt spaced density (LSD)* ini mempunyai resolusi veRtikal yang cukup tinggi dari pada *log long spaced density*, sehingga *log* ini sangat cocok untuk pengukuran ketebalan lapisan-lapisan di bawah permukaan ini dipengaruhi jarak penerimaan sinar gamma yang relatif dekat

Log densitas merekam secara menerus dari densitas *bulk* formasi. Densitas yang diukur merupakan semua densitas dari batuan. Secara geologi densitas *bulk* adalah fungsi dari densitas total dari mineral-mineral pembentuk batuan (misalnya matriks) dan volume dari fluida bebas yang mengisi pori (Rider, 1996).

4. *Log Calliper*

Log Caliper adalah alat untuk mengukur diameter dan bentuk suatu lubang bor. Alat ini memiliki 2, 4 atau lebih lengan yang dapat membuka di dalam lubang bor. Pergerakan lengan-lengan ini pada lubang akan diubah menjadi signal elektrik oleh potentiometer.



Gambar 17. Respon log *caliper* terhadap diameter dinding sumur (Rider, 1996).

Dalam sebuah lubang bor, diameter bersifat heterogen dari atas hingga dasar karena adanya efek tekanan dari lapisan batuan yang berbeda-beda akibat gaya tektonik. Kondisi ini yang menjadikan perbedaan dalam jumlah lengan *caliper*. Hasil logging *caliper* diplot pada suatu trek yang menggunakan ukuran *drilling bit* sebagai perbandingan atau dengan menggambarkan selisih hasil pembacaan caliper terhadap ukuran bit diameter. Gambar 17 menunjukkan respon log caliper terhadap diameter dinding sumur. Pada grafik logging, dapat ditemukan titik tertentu yang mengindikasikan volume dari lubang bor. Informasi berguna dalam mengestimasi jumlah lumpur pemboran di dalam lubang bor dan jumlah semen yang dibutuhkan untuk *casing* lubang. Dalam memenuhi kebutuhan ini, dapat dilakukan perhitungan secara matematis untuk memperoleh nilainya.

5. *Log Spontaneous Potential*

Log SP adalah rekaman perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan yang tetap dengan elektroda yang terdapat di dalam lubang bor yang bergerak naik turun. Supaya *SP* dapat berfungsi lubang bor harus diisi dengan lumpur konduktif. Skala *SP* adalah dalam milivolt, tidak ada harga mutlak yang sama dengan nol karena hanya perubahan potensial yang dicatat. Secara alamiah karena perbedaan kandungan garam air, arus listrik hanya mengalir di sekeliling perbatasan formasi di dalam lubang bor. Di lapisan serpih dimana tidak ada aliran listrik, sehingga potensialnya adalah konstan dengan kata lain *SP*-nya rata. Pembacaan ini disebut garis dasar serpih (*Shale Base Line*). Mendekati lapisan permeabel, aliran listrik mulai

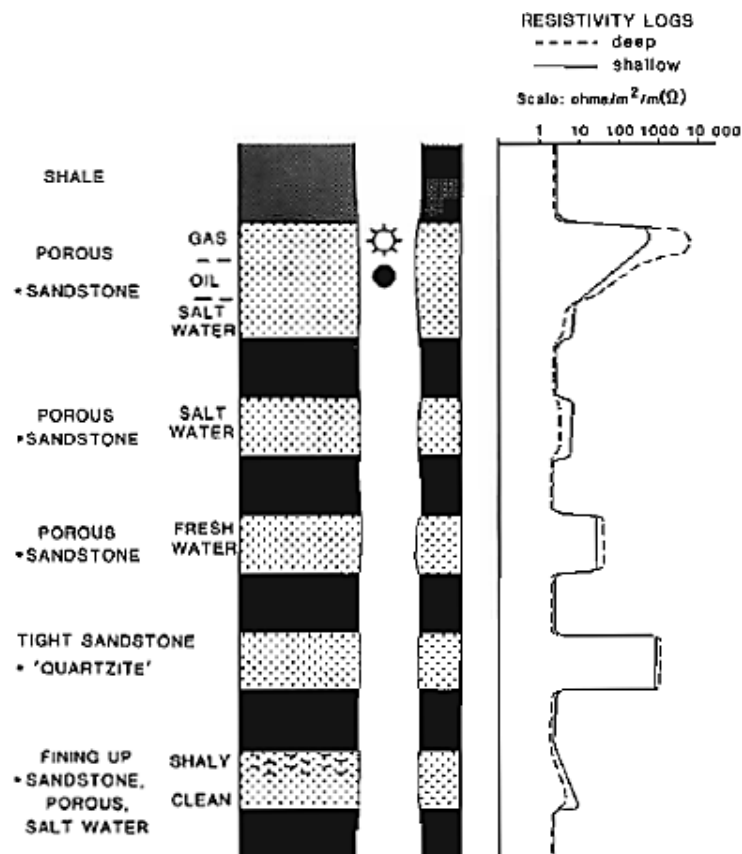
terjadi yang menyebabkan beda potensial negatif (relatif terhadap serpih). Penurunan kurva *SP* tidak pernah tajam saat melewati dua lapisan yang berbeda, melainkan selalu mempunyai sudut kemiringan. Jika lapisan permeabel itu cukup tebal maka *SP* menjadi konstan mendekati nilai maksimumnya (*SSP-Statik SP*). Memasuki lapisan serpih lagi, situasi sebaliknya akan terjadi, dan potensial kembali ke nilai serpih secara teratur. Kurva *SP* biasanya tidak mampu dengan tepat memberikan ukuran ketebalan lapisan karena sifatnya yang “malas” atau “lentur”. Pada formasi lunak, *SP* memberikan perbedaan yang lebih kontras antara serpih dan pasir daripada *gamma ray*. Sebaliknya pada formasi karbonat yang keras perubahan *SP* sangat kecil, sehingga tidak dapat membedakan formasi yang permeabel dari yang tak permeabel. Dalam kondisi ini log *gamma ray* adalah cara terbaik, karena memberikan resolusi lapisan yang baik. Log *SP* digunakan untuk:

- a. Identifikasi lapisan-lapisan permeabel.
- b. Mencari batas-batas lapisan permeabel dan korelasi antar sumur berdasarkan batas lapisan itu.
- c. Menentukan resistivitas air-formasi, R_w .
- d. Memberikan indikasi kualitatif lapisan serpih.

6. *Log Resistivity*

Log resistivitas dapat digunakan untuk membedakan lapisan reservoir dan non-reservoir, identifikasi jenis fluida (air formasi dan hidrokarbon) dan batas kontak fluidanya, menghitung nilai resistivitas air formasi dan salinitas air formasi. Terdapat dua macam pengukuran log resistivitas, yaitu

Lateral Log yang meliputi *Lateral Log Deep (LLD)*, *Lateral Log Shallow (LLS)*, *Micro Spherically Focused Log (MSFL)*, dan *Induction Log* yang meliputi *Induction Log Deep (ILD)*, *Induction Log Shallow (ILS)*, *Micro Spherically Focused (MFS)*. Gambar 18 menunjukkan respon log resistivitas.



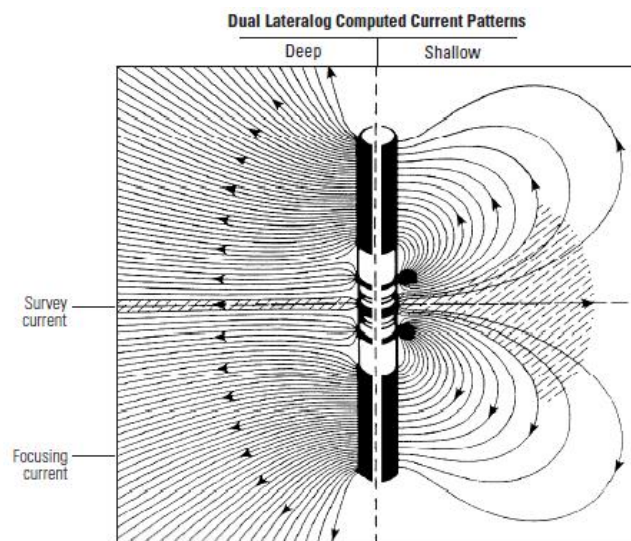
Gambar 18. Respon log *resistivity* terhadap litologi dan perbedaan air formasi (Rider, 1996).

Mengacu dari adanya perbedaan zona di sekitar dinding lubang pemboran, zona terinvasi dapat terindikasi dari rekaman log *MSFL* atau *SFL*. Sedangkan untuk zona transisi dapat terindikasi dari rekaman log *LLS* atau *ILM*. Untuk zona jauh dapat terbaca dari log *LLD* atau *ILD*.

a. *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. Hal ini ditunjukkan Gambar 19.



Gambar 19. Prinsip kerja *laterallog resistivity* (Ellis dan Singer, 2008)

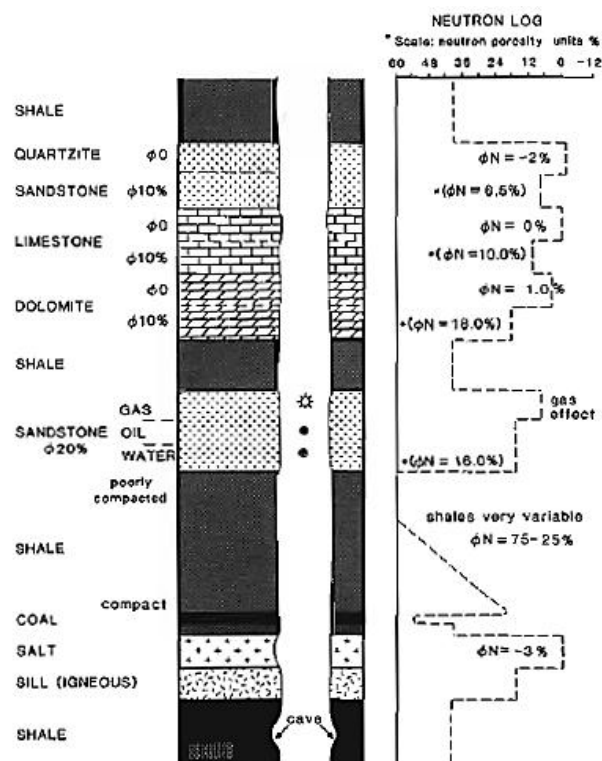
b. Log Induksi

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, mengukur resistivitas formasi dengan lubang pemboran yang menggunakan lumpur pemboran jenis “oil base mud” atau “fresh water base mud”. Penggunaan lumpur pemboran berfungsi untuk memperkecil pengaruh formasi pada zona batulempung (*shale*) yang besar. Penggunaan log induksi

menguntungkan apabila cairan lubang bor adalah insulator misal udara, gas, air tawar atau *oil base mud*, *Resistivity* formasi tidak terlalu besar $R_t < 100 \Omega$. dan diameter lubang tidak terlalu besar.

7. Log Porositas

Log porositas digunakan untuk mengetahui karakteristik atau sifat dari litologi yang memiliki pori, dengan memanfaatkan sifat – sifat fisika batuan yang didapat dari sejumlah interaksi fisika di dalam lubang bor. Hasil interaksi dideteksi dan dikirim ke permukaan barulah porositas dijabarkan. Gambar 20 berikut menunjukan respon *log neutron porosity*.



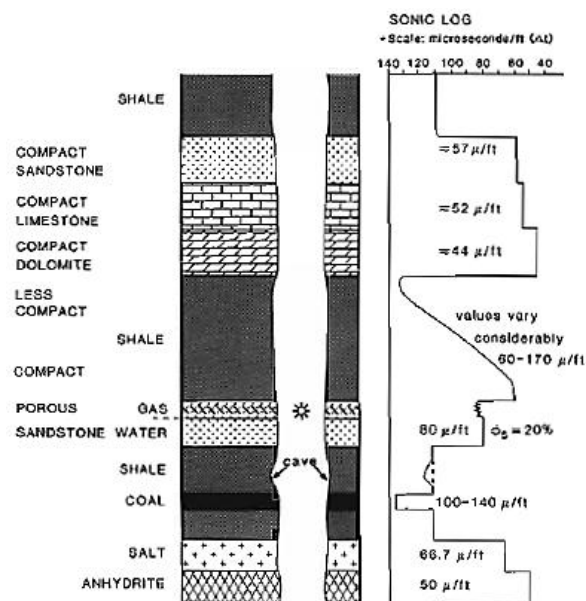
Gambar 20. Respon log *neutron porosity* terhadap litologi dan perbedaan fluida pengisi reservoir (Rider, 1996).

Ada tiga jenis pengukuran porositas yang umum digunakan di lapangan saat ini adalah Sonik, Densitas, dan Neutron. Nama-nama ini berhubungan dengan besaran fisika yang dipakai dimana pengukuran itu

dibuat sehingga istilah-istilah “Porositas Sonik”, “Porositas Densitas”, dan “Porositas Neutron”. Penting untuk diketahui bahwa porositas-porositas ini bisa tidak sama antara satu dengan yang lain atau tidak bisa mewakili porositas sesungguhnya.

8. Log Sonik

Log sonik pada prinsipnya mengukur waktu rambatan gelombang suara melalui formasi pada jarak tertentu, sehingga memerlukan pemancar dan penerima yang dipisahkan dalam jarak tertentu (Ditunjukkan Gambar 21). Waktu yang dibutuhkan tersebut biasanya disebut “*Interval Transit Time*” (Δt). Δt berbanding terbalik dengan kecepatan gelombang suara dan tergantung pada jenis litologi, porositas dan kandungan porinya.



Gambar 21. Respon log *sonic* terhadap litologi dan perbedaan kompaksitas litologi (Rider, 1996).

B. Konsep Dasar Seismik Refleksi

Metode seismik didasarkan pada respon bumi terhadap gelombang seismik yang merambat dari suatu gelombang buatan di permukaan bumi. Cordsen dan

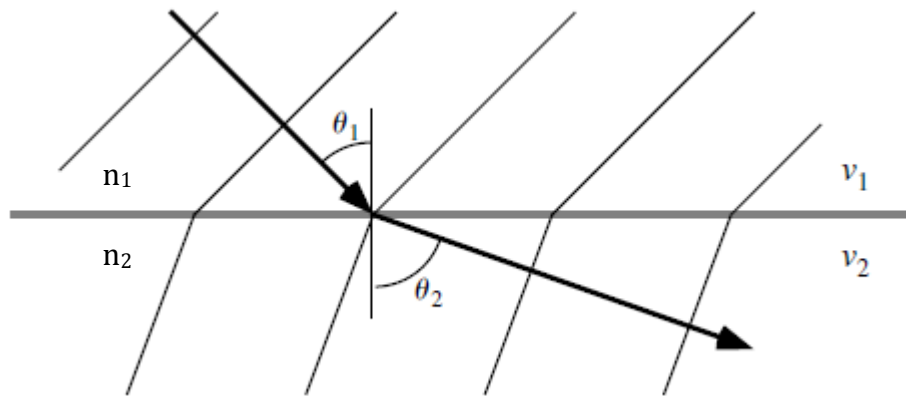
Pierce (2000) menyatakan bahwa seismik refleksi datang dari perbedaan properti akustik dari dua bidang. Sumber gelombang pada permukaan bumi melepaskan energi ke dalam bumi dalam bentuk energi akustik dan dirambatkan ke segala arah. Apabila dalam perambatannya gelombang mengenai bidang batas antara dua medium yang memiliki perbedaan kontras impedansi akustik, maka sebagian energi akan dipantulkan kembali ke permukaan dan sebagian di transmisikan. Pantulan gelombang inilah yang direkam pada permukaan tanah menggunakan alat yang dinamakan *geophone*, jika pengukurannya dilakukan di darat atau *hydrophone* jika pengukurannya dilakukan di laut. Perbedaan kontras impedansi akustik pada umumnya terjadi pada batas antara dua lapisan batuan, maka secara tidak langsung gelombang seismik membawa informasi tentang struktur batuan bawah permukaan bumi (Cordsen dan Pierce, 2000).

Dalam seismik eksplorasi, gelombang yang umumnya diselidiki adalah gelombang kompresi atau gelombang primer (P). Jika gelombang kompresi merambat dalam suatu medium menuju batas medium yang berbeda sifat, maka gelombang akan terpatisi ke dalam empat komponen energi, yaitu energi gelombang pantul, *shear* pantul, kompresi bias dan *shear* bias. Jumlah keempat komponen energi sama dengan energi gelombang mula-mula. Perubahan arah gelombang seismik akibat mengenai batas dua medium yang berbeda dijelaskan oleh hukum Snellius pada persamaan 1.

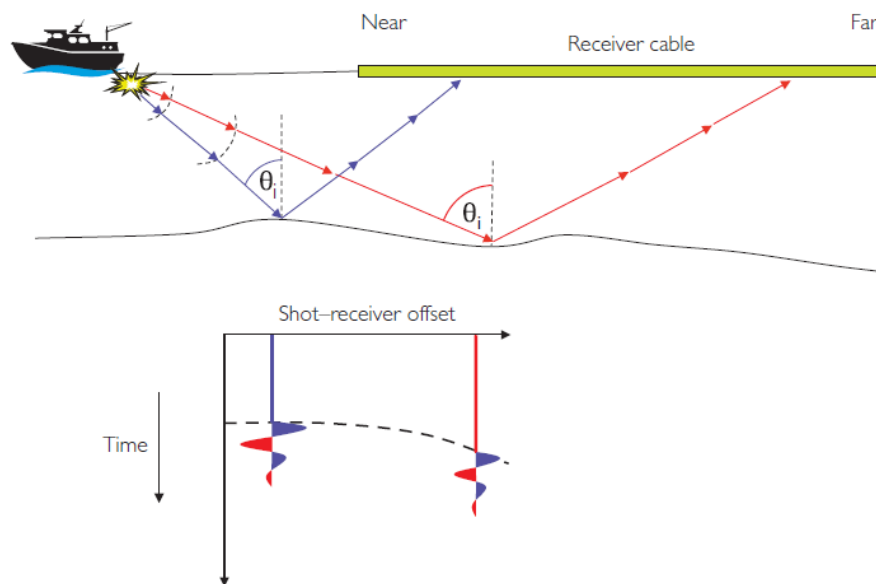
$$\frac{\sin\theta_1}{\sin\theta_2} = \frac{v_1}{v_2} = \frac{n_2}{n_1} \dots\dots\dots (1)$$

Dimana lambang θ_1 dan θ_2 merujuk pada sudut datang dan sudut bias, v_1 dan v_2 pada kecepatan cahaya sinar datang dan sinar bias. Lambang n_1 merujuk

pada indeks bias medium yang dilalui sinar datang, sedangkan n_2 adalah indeks bias medium yang dilalui sinar bias. Ilustrasi konsep dasar seismik dapat dilihat pada Gambar 22 dan Gambar 23.



Gambar 22. Gelombang ketika melewati medium yang berbeda menurut hukum Snellius (Shearer, 2009).



Gambar 23. Ilustrasi penjalaran gelombang P beserta refleksinya dan representasi *shot gather* (Simm dan Bacon, 2014).

1. Koefisien Refleksi

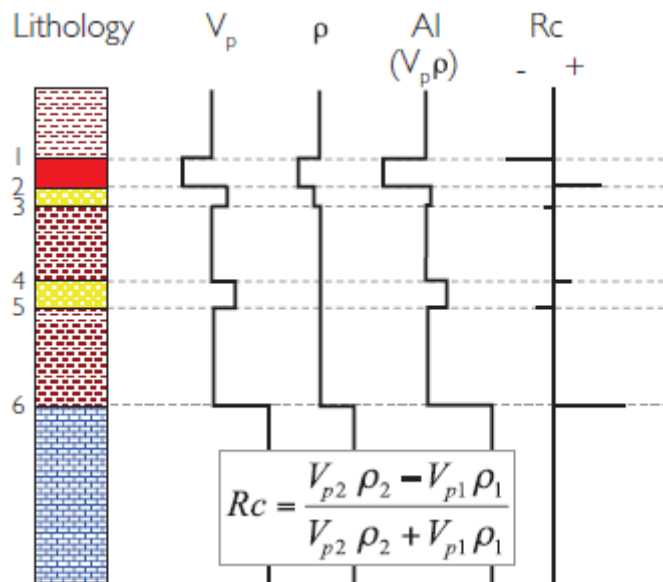
Refleksi seismik terjadi bila terdapat perubahan impedansi akustik di mana suatu gelombang akustik dari amplitudo yang melalui batas antara dua lapisan dengan impedansi akustik yang berbeda. Koefisien refleksi

tergantung dari sudut datang gelombang seismik. Koefisien refleksi sudut datang nol adalah besarnya koefisien refleksi untuk gelombang yang datang tegak lurus terhadap bidang pemantul. Koefisien refleksi gelombang P dirumuskan sebagai persamaan 2 dan 3.

$$KR = \frac{(Z_2 - Z_1)}{(Z_2 + Z_1)} = \frac{(AI_2 - AI_1)}{(AI_2 + AI_1)} \dots\dots\dots (2)$$

$$Z = AI = \rho \cdot v \dots\dots\dots (3)$$

Dimana ρ merupakan densitas dan v sebagai fungsi kecepatan rambat gelombang seismik pada medium. Hal ini diilustrasikan pada Gambar 24.



Gambar 24. Koefisien refleksi (Rc) mendefinisikan perbedaan AI pada batas litologi (modifikasi dari Anstey, 1982) oleh (Simm dan Bacon, 2014).

2. Wavelet dan Polaritas

Wavelet merupakan sinyal transient yang mempunyai interval dan amplitudo terbatas. Ada empat macam tipe *wavelet* berdasarkan fasa gelombangnya yaitu *wavelet* fasa nol, fasa maksimum, fasa minimum, dan fasa campuran. Tipe-tipe *wavelet* ini mempunyai letak konsentrasi energi

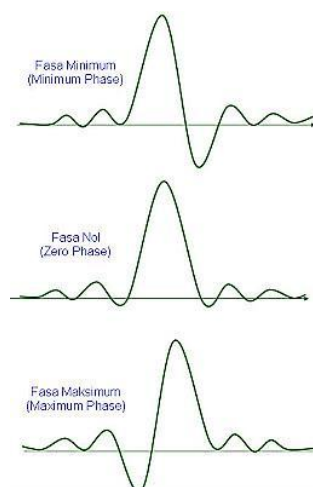
yang berbeda-beda. *Wavelet* fasa nol mempunyai konsentrasi energi maksimum di tengah, mempunyai waktu tunda nol dan sempit dalam kawasan waktu. *Wavelet* fasa minimum mempunyai energi yang terpusat pada bagian depan dan mempunyai pergeseran fasa kecil pada setiap frekuensi. *Wavelet* fasa maksimum mempunyai konsentrasi energi di akhir. Sedangkan *wavelet* campuran merupakan *wavelet* yang mempunyai energi campuran dari ketiga bentuk *wavelet* yang lain. *Wavelet* merupakan kumpulan dari sejumlah gelombang harmonik yang mempunyai amplitudo, frekuensi, dan fasa tertentu. Suatu gelombang harmonik dapat dilihat secara unik melalui tiga karakter gelombang, yaitu:

- c. Amplitudo maksimum adalah simpangan maksimum gelombang harmonik dari nilai simpangan rata-rata.
- d. Frekuensi adalah jumlah putaran gelombang per detik. Frekuensi dapat ditentukan dengan menghitung jumlah puncak dalam interval satu detik.
- e. Fasa selalu diukur relatif terhadap suatu referensi.

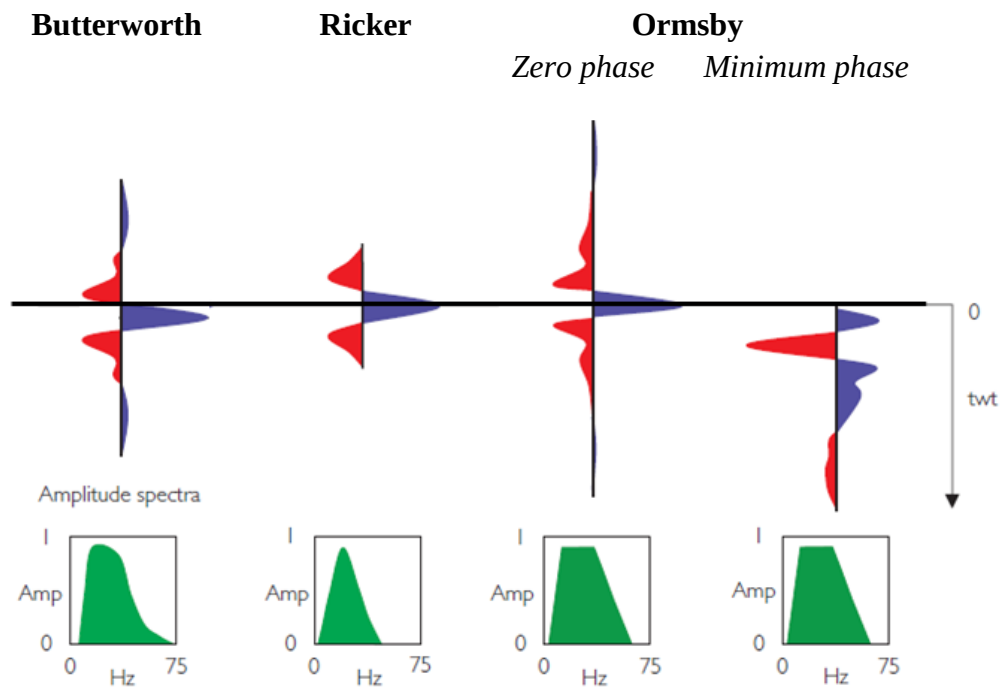
Wavelet sangat penting pada pembuatan sesismogram sintetik. Dalam inversi seismik, bentuk *wavelet* yang digunakan umumnya adalah fasa minimum dan fasa nol. Pada *wavelet* fasa minimum, energi terbesar terkonsentrasi di bagian depan *wavelet* sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 25. Kebanyakan *wavelet* pada eksplorasi seismik mendekati *wavelet* jenis ini. *Zero phase wavelet* memiliki bentuk yang simetris terhadap titik tengahnya. *Ricker wavelet* adalah suatu tipe *zero phase wavelet* untuk rekonstruksi pulsa seismik di mana di dalamnya terkandung

informasi-informasi perpindahan partikel, kecepatan, dan percepatannya. *Wavelet* ini dibuat simetri (*zero phase*) dan dapat dibuat hanya dengan menggunakan parameter f . Dalam proses inversi seismik tersebut, bentuk *wavelet* yang digunakan adalah *zero phase*. *Wavelet statistical* adalah *wavelet* yang menggunakan data seismik sebagai data tunggalnya *wavelet* ini akan menunjukkan fase yang ada pada data seismik. (Fatkhurrochman, 2010).

Terdapat *wavelet* lain yang dapat digunakan dalam proses ekstraksi *wavelet*. Yakni *wavelet* Ormsby dan *wavelet* Butterworth seperti ditunjukkan pada Gambar 26. *Wavelet* ormsby juga merupakan *wavelet zero phase* dan memiliki lebih dari satu lembah di satu sisi tidak seperti *wavelet* ricker yang hanya memiliki satu lembah di satu sisinya. Untuk membuat *wavelet* ini, dibutuhkan empat frekuensi dan membutuhkan *filter* tertentu. *Filter* dapat berupa *low cut filter*, *high cut filter*, *low pass filter* dan *high pass filter*. *Wavelet* Butterworth pada dasarnya merupakan *wavelet minimum phase*. *Wavelet* Butterworth dimulai saat *time nol* sedangkan ricker dan ormsby mencapai puncaknya saat *time nol* (Ryan, 1994).

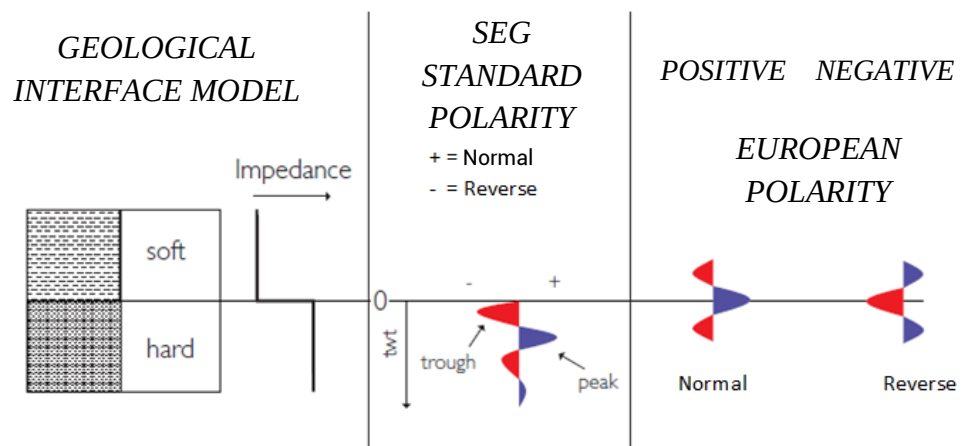


Gambar 25. Jenis – Jenis fasa *wavelet* (Fatkhurrochman, 2010).



Gambar 26. Jenis – jenis *Wavelet* dan spektra aplitudonya (Simm dan Bacon, 2014).

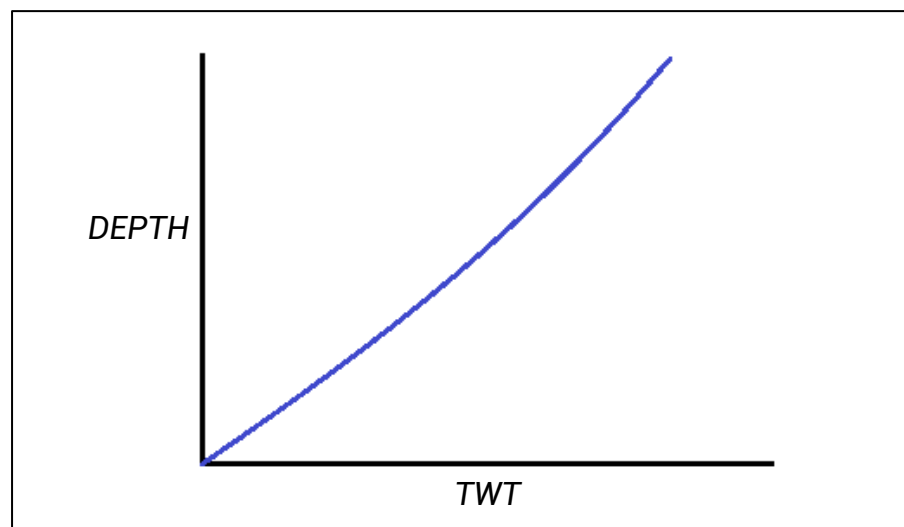
Perubahan polaritas terkadang memberikan informasi penting mengenai keberadaan batuan-batuan reservoir yang potensial seperti litologi, porositas dan kandungan zat cair (fluida). Polaritas dalam seismik mempunyai dua tipe yaitu polaritas *SEG* dan polaritas Eropa. Kedua polaritas ini saling berkebalikan seperti ditunjukkan pada Gambar 25.



Gambar 25. Polaritas standar *SEG* dan European (Simm dan Bacon, 2014).

3. Checkshot

Checkshot adalah *shot* (tembakan) yang bertujuan untuk mengoreksi dan mengontrol hasil survei kecepatan *continue* (*well velocity survei*) atau log *sonic* dalam menentukan waktu referensi atau koreksi waktu tiba. Metode ini menentukan kecepatan rata-rata sebagai fungsi kedalaman dengan menempatkan *geophone* ke dalam lubang sumur, sedangkan sumber seismiknya diletakkan di permukaan dekat mulut sumur. Hal ini akan memberikan waktu rambat yang terbaik untuk kontrol waktu di dalam pembuatan seismogram sintetik. Gambar 28 menunjukkan kurva *checkshot* waktu *TWT* sebagai fungsi x dan kedalaman sebagai fungsi y . Pada *checkshot*, waktu tiba dalam *TWT* cenderung berbanding lurus dan linear terhadap kedalaman. Artinya, semakin dalam batas lapisan maka waktu tempuhnya akan semakin lama.



Gambar 28. Kurva *checkshot* (Budiarto dkk., 2015)

4. Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah data seismik buatan yang di buat dari data sumur, yaitu log kecepatan, densitas dan *wavelet* dari data seismik.

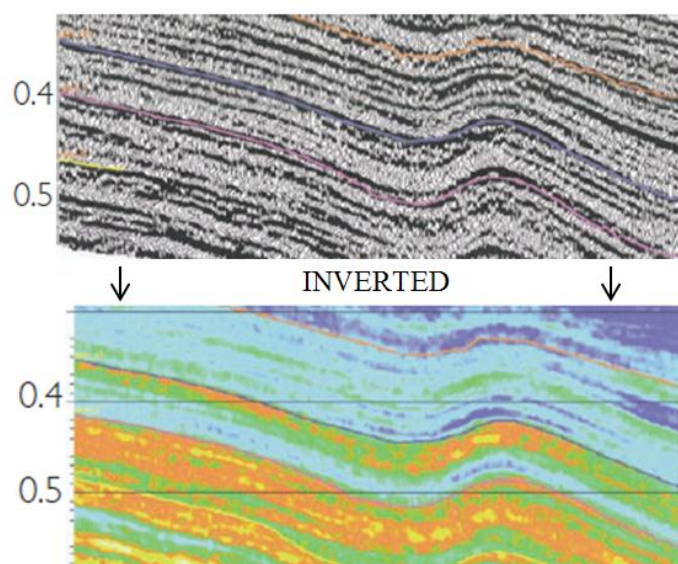
menggunakan data seismik sebagai *input* dan data sumur sebagai kontrol (Simm dan Bacon, 2014).

Definisi tersebut menjelaskan bahwa metode inversi merupakan kebalikan dari pemodelan dengan metode ke depan (*forward modelling*) yang berhubungan dengan pembuatan seismogram sintetik berdasarkan model bumi. Inversi seismik juga mengubah kandungan informasi data seismik dari informasi yang berkaitan dengan bidang batas antar lapisan menjadi informasi yang berkaitan dengan lapisannya. Kandungan informasi yang berkaitan dengan lapisan ini yakni impedansi akustik (*AI*) yang dapat dihubungkan dengan porositas batuan. Karena *AI* merupakan perkalian antara densitas dengan kecepatan, maka secara logika semakin besar *AI*, semakin rendah porositasnya. Selanjutnya, hasil *AI* dapat digunakan sebagai interpretasi pola penyebaran litologi dengan penggabungan parameter *AI*, densitas dan *P-Wave* termasuk dalam penyebaran distribusi *sandstone* pada area inversi.

Metode seismik inversi *AI* terbagi ke dalam dua kelompok, yaitu inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*. Pada penelitian ini akan dibahas inversi *poststack* yang berhubungan dengan inversi amplitudo dan yang digunakan adalah Inversi *model based*. Pada metode inversi *model based* ini, langkah yang pertama dilakukan adalah membangun model bumi, kemudian model tersebut dibandingkan dengan data seismik, diperbaharui secara iteratif sehingga didapatkan kecocokan yang lebih baik dengan data seismik. Prinsip metode ini adalah membuat model geologi (bumi) dan membandingkannya dengan data riil seismik. Hasil perbandingan tersebut digunakan secara iteratif memperbarui model untuk menyesuaikan dengan data seismik. Metode ini

dikembangkan untuk mengatasi masalah yang tidak dapat dipecahkan menggunakan metode rekursif.

Keuntungan penggunaan metode inversi berbasis model adalah metode ini tidak menginversi langsung dari seismik melainkan menginversi model geologinya. Sedangkan permasalahan potensial menggunakan metode ini adalah sifat sensitifitas terhadap bentuk *wavelet* dan sifat ketidakunikan (*non-uniqueness*) untuk *wavelet* tertentu. Ilustrasi inversi seismik ditunjukkan pada Gambar 30



Gambar 30. Ilustrasi Inversi AI dari refleksi seismik menjadi model hasil Inversi AI (Simm dan Bacon, 2014)

D. Batuan Reservoir

Reservoir adalah bagian kerak bumi yang mengandung air, minyak, dan gas bumi. Sedangkan, batuan adalah wadah atau batuan yang berongga-rongga atau berpori-pori dimana diisi dan dijenuhi oleh minyak dan gas bumi tersebut (Dewanto, 2009).

Reservoir merupakan suatu tempat terakumulasi atau terkumpulnya fluida hidrokarbon, yang terdiri dari minyak dan gas, dan air. Proses bisa

terjadinya akumulasi minyak bumi di bawah permukaan haruslah memenuhi beberapa persyaratan, yang merupakan unsur-unsur suatu reservoir minyak bumi. Unsur-unsur yang menyusun reservoir adalah batuan reservoir, caprock dan perangkat reservoir (Dake, 1998).

Batuan reservoir yang berpori/*porous* dapat dibedakan dengan zona batuan kedap/impermeabel dengan melihat bentuk-bentuk kurva *log*. Adapun perbedaan kenampakan antara lapisan batuan kedap dengan lapisan batuan porous pada *log* sebagai berikut (Rider, 1996) :

- a. Zona batuan kedap (misal batulempung, serpih) dicirikan oleh :
 1. harga kurva sinar *Gamma ray* tinggi
 2. Kurva *SP* tidak menunjukkan adanya defleksi yang menjauhi *shale base line* atau kurva *SP* relatif membentuk garis lurus.
 3. Tidak berbentuk kerak lumpur pemboran, diameter lubang kadang membesar (tidak selalu).
 4. Adanya serpih negatif pada *microlog*.
 5. Harga tahanan jenis pada zona terinvasi atau *flushed zone* (R_{xo}) hampir sama dengan harga tahanan jenis formasi (R_t).
 6. Harga porositas *neutron* lebih tinggi daripada porositas densitas
- b. Zona batuan porous (misal batu pasir, batu gamping terumbu) dicirikan oleh :
 1. Harga sinar kurva *Gamma Ray* rendah
 2. Adanya defleksi kurva *SP* yang menjauhi *shale base line* merupakan indikasi awal adanya zona batuan yang permeabel/*porous*. Besarnya defleksi, tidak menunjukkan besarnya tingkat permeabilitas.

3. Terbentuknya kerak lumpur pemboran
4. Adanya separasi positif pada *microlog*
5. Mempunyai harga porositas menengah sampai tinggi

1. Jenis Litologi

Jenis litologi zona reservoir dapat ditentukan berdasarkan kenampakan defleksi *log* tanpa melakukan perhitungan. Adapun kenampakan beberapa jenis litologi batuan reservoir adalah sebagai berikut :

a. Batu pasir pada *log* dicirikan oleh:

1. Defleksi kurva *Gamma Ray* rendah, namun apabila terjadi pada batupasir radioaktif maka defleksi kurva *Gamma Ray* akan tinggi. Sifat radioaktif pada batupasir biasanya disebabkan karena pengaruh mineral feldspar, mika yang memiliki nilai radioaktif tinggi.
2. Terjadi separasi positif pada kurva tahanan jenis mikro (harga tahanan jenis yang dicatat *log micronormal 2"* daripada yang dicatat oleh *microinverse 1x1 "*). Nilai kurva resistivitas tinggi.
3. Terjadi defleksi kurva *SP* yang menjauhi *shale base line* merupakan indikasi awal adanya zona batuan yang permeabel/porous.
4. Diameter lubang bor yang relatif lebih kecil karena cenderung untuk membentuk kerak lumpur yang tebal.

b. Batu gamping pada *log* dicirikan oleh:

1. Defleksi kurva *Gamma Ray* lebih rendah daripada batupasir.
2. Harga porositas lebih tinggi (lebih rendah daripada batupasir).

3. Terjadi separasi positif pada kurva tahanan jenis mikro apabila batugamping tersebut porous dan terjadi separasi negatif bila tidak porous. Nilai kurva resistivitas tinggi.
 4. Terjadi defleksi kurva *SP* yang menjauhi *shale base line* merupakan indikasi awal adanya zona batuan yang permeabel/porous.
 5. Kurva *log neutron* berhimpit dengan kurva *log Densitas*.
 6. Lubang bor kadang-kadang membesar.
- c. Batu serpih / *shale* pada *log* dicirikan oleh:
1. Defleksi kurva *Gamma Ray* tinggi.
 2. Porositasnya *neutron* lebih besar daripada porositas densitas dan tidak menunjukkan adanya *crossover* antara kurva *NPHI- RHOB*.
 3. Nilai kurva resistivitas rendah.
 4. Kurva *SP* tidak menunjukkan adanya defleksi yang menjauhi *shale base line* atau kurva *SP* relatif membentuk garis lurus.

2. Jenis Fluida Pengisi Formasi

Untuk membedakan jenis fluida yang terdapat di dalam formasi, air,minyak atau gas, ditentukan dengan melihat *log* resistivitas dan gabungan *log Densitas-Neutron*. Zona hidrokarbon ditunjukkan oleh adanya separasi antara harga tahanan jenis zona terinvasi (R_{xo}) dengan harga resistivitas sebenarnya formasi pada zona tidak terinvasi (R_t). Separasi tersebut dapat positif atau negatif tergantung pada harga $R_{mf}/R_w > 1$, harga perbandingan R_{xo} dengan R_t akan maksimum dan hampir sama dengan harga R_{mf}/R_w di dalam zona air. Nilai R_{xo}/R_t yang lebih rendah dari harga maksimum

menunjukkan adanya hidrokarbon dalam formasi. Pada lubang bor keterangan harga R_{mf} lebih kecil daripada R_w (R_{mf}/R_w kecil), zona hidrokarbon ditunjukkan harga R_{xo}/R_t lebih kecil dari satu. Untuk membedakan gas atau minyak yang terdapat di dalam formasi dapat dilihat pada gabungan *log neutron- densitas*. Zona gas ditandai dengan harga porositas *neutron* yang jauh lebih kecil dari harga porositas densitas, sehingga akan ditunjukkan oleh separasi kurva *log neutron- densitas* yang lebih besar. Dalam zona minyak, kurva *neutron* atau kurva densitas membentuk separasi positif yang lebih sempit daripada zona gas (dalam formasi bersih). Pada zona lempungan kurva *Neutron* dan Desitas berhimpit atau membentuk separatif negatif (harga porositas Neuton lebih besar daripada harga porositas densitas). Zona ditunjukkan oleh separasi kurva *Neutron* dan densitas yang sempit dan berhimpit. Zona air dibedakan dengan zona minyak akan menunjukkan harga tahanan jenis formasi (R_t) yang lebih tinggi daripada zona air (Widada, dkk. dalam Triyanto, 2016).

Terdapat beberapa karakteristik pendukung reservoir yakni adanya porositas yang memungkinkan, adanya permeabilitas dan adanya saturasi air yang kecil.

E. Analisis Petrofisika

Analisis petrofisika merupakan analisis yang dilakukan pada lapangan ukur dengan data sumur sebagai data utamanya. Analisis ini dilakukan guna mengetahui besaran besaran fisis tertentu didalam suatu formasi dalam satuan besar atau litologi dalam satuan kecil. Lebih kecil lagi, analisis ini dapat menentukan nilai perkedalaman dengan interval kedalaman tertentu. Beberapa analisis ini adalah sebagai berikut.

1. Volume Clay (VCL)

Volume Clay merepresentasikan *Volume shale (Vsh)* yang menunjukkan seberapa banyak kandungan *shale/clay* dalam suatu batuan. Hal ini berpengaruh terhadap sifat batuan karena *shale/clay* menjadi penghambat suatu batuan untuk mengalirkan fluida karena *clay* bersifat impermeabel (tidak dapat mengalirkan fluida). Semakin banyak *clay* yang terdapat pada batuan tersebut maka akan mudah menghambat fluida untuk berada di batuan tersebut dan batuan tersebut menjadi kurang baik menjadi sebuah reservoir (Ulum dkk., 2012). Secara matematis, kandungan *Vsh* dapat dihitung dengan persamaan 4 dan 5 (Harsono, 1997).

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \dots\dots\dots (4)$$

$$Vsh = 0.083 (2^{3.7 \times IGR} - 1) \dots\dots\dots (5)$$

Dimana :

IGR = Indeks gamma ray

GR_{log} = GR bacaan pada log

GR_{min} = GR minimum pada zona kalkulasi

GR_{max} = GR maksimum pada zona kalkulasi

Vsh = Volume *shale*

Selain menggunakan kurva *gamma ray*, volume *shale* ini juga bisa dihitung dengan menggunakan indikator kurva tunggal *SP*, *neutron*, dan resistivitas. Indikator *SP* akan memberikan hasil *Vshale* terlalu tinggi pada lapisan hidrokarbon. Dengan kurva *SP*, interpolasi langsung seperti pada *gamma ray* juga digunakan, sehingga dilihat pada persamaan 6,

$$Vsh = \frac{SP_{clean} - SP_{log}}{SP_{clean} - SP_{shale}} \dots\dots\dots (6)$$

Dimana,

SP_{clean} = SP minimum pada zona kalkulasi

SP_{shale} = SP maksimum pada zona kalkulasi

SP_{log} = SP bacaan pada log

Indikator *neutron* akan bekerja dengan baik dalam formasi dengan porositas rendah dan dalam reservoir gas yang jenuh. Dengan pendekatan yang sama, *log neutron* memberikan persamaan 7 (Harsono,1997)

$$Vsh = \frac{\phi_N - \phi_{N\ min}}{\phi_{N\ shale} - \phi_{N\ min}} \dots\dots\dots (7)$$

Dimana,

ϕ_N = NPHI bacaan log

$\phi_{N\ shale}$ = NPHI maksimum pada zona kalkulasi

$\phi_{N\ min}$ = NPHI minimum pada zona kalkulasi

Indikator resistivitas juga dapat bekerja memberikan nilai $Vshale$. Jika menggunakan indikator ini dianjurkan untuk menggunakan persamaan 8, (Panduan manual IP v.3.4, 2007).

$$Vsh = \frac{R_{sh}}{R_t} \cdot \frac{R_{clean} - R_t}{R_{clean} - R_{sh}} \dots\dots\dots (8)$$

Dimana,

R_{clean} = Resistivitas minimum pada zona kalkulasi

R_{sh} = Resistivitas maksimum pada zona kalkulasi

R_t = Resistivitas bacaan pada log

2. Porositas

Porositas adalah suatu bagian di dalam batuan yang berupa ruang atau pori-pori yang dapat berisi fluida. Porositas merupakan suatu perbandingan

dari volume pori terhadap volume total batuan (Schlumberger, 1989). Rumus dari porositas dalam batuan, yaitu seperti persamaan 9,

$$\text{Porositas } (\phi) = \frac{\text{Volume Pori}}{\text{Volume total batuan}} \dots\dots\dots (9)$$

Parameter yang menentukan tinggi atau rendahnya nilai porositas, yaitu keseragaman butir (sortasi), kompaksi, sementasi, disolusi, dan susunan butir. Porositas yang berasosiasi dengan lempung pada formasi adalah *non permeable*, sehingga tidak bisa dipertimbangkan sebagai porositas efektif. Porositas efektif hanya yang berasosiasi dengan bagian *clean* dari Formasi saja. Kandungan lempung dalam batuan dapat menyebabkan pembacaan log menjadi kurang representatif dan dapat menyebabkan kesalahan dalam interpretasi. Lempung atau *clay* terdiri dari partikel-partikel sangat kecil dengan luas permukaan yang sangat luas, dan akibatnya dapat mengikat air formasi dalam jumlah banyak di permukaannya.

Porositas berdasarkan proses geologinya diklasifikasikan menjadi dua, yaitu porositas primer dan porositas sekunder. Porositas primer merupakan porositas yang terjadi bersamaan atau segera setelah proses pengendapan batuan. Jenis batuan sedimen yang mempunyai porositas primer adalah batuan konglomerat, batu pasir dan karbonat. Sedangkan Porositas sekunder adalah porositas yang terjadi setelah proses pengendapan batuan (batuan sedimen terbentuk), antara lain akibat aksi pelarutan air tanah atau akibat rekahan (Schlumberger, 1989).

Persamaan 4 diatas akan menghasilkan nilai yang disebut sebagai porositas total batuan (*PHIT*). Namun, porositas tersebut merupakan

porositas kotor dalam αR_{ti} tidak efektif secara keseluruhan. Porositas efektif merupakan porositas dimana pori-pori yang ada terhubung dan mampu untuk mengalirkan fluída. Pori batuan yang tidak mampu mengalirkan fluída (*isolated*) tidak termasuk dalam definisi porositas efektif atau *PHIE* (Asquith dan Krygowski, 2004).

Secara matematis, persamaan porositas efektif dapat dituliskan sebagai persamaan 10 :

$$\text{Porositas Efektif } (\phi_{eff}) = \frac{\text{Volume Pori yang Berhubungan}}{\text{Volume total batuan}} \times 100\% \dots\dots(10)$$

Nilai porositas yang bervariasi di tiap daerah memiliki kualitas yang bervariasi pula. Porositas menunjukkan seberapa besar volume dari batuan tersebut menampung hidrokarbon . Semakin besar porositas pada batuan reservoir memungkinkan batuan tersebut menampung lebih banyak fluída hidrokarbon. Berdasarkan kualitas, porositas pada batuan reservoir dibedakan menjadi beberapa kelas (Tabel 1) secara umum.

Tabel 1. 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>)

Namun terkadang untuk mengetahui tingkat kualitas porositas, haruslah melewati serangkaian uji.

Jika menghitung nilai porositas menggunakan parameter porositas neutron dan porositas densitas, maka dapat menggunakan deretan persamaan 11 hingga persamaan 15 :

$$\phi D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots\dots\dots (11)$$

$$\phi_{tot} = \frac{\phi N + \phi D}{2} \dots\dots\dots (12)$$

$$\phi_{eff} = \sqrt{\frac{\phi D c^2 + \phi N c^2}{2}} \dots\dots\dots (13)$$

Dimana,

$$\phi Dc = \phi D - (\phi Dsh \times Vsh) \dots\dots\dots (14)$$

$$\phi Nc = \phi N - (\phi Nsh \times Vsh) \dots\dots\dots (15)$$

Keterangan :

ϕD = Porositas Densitas

ρ_{ma} = Dansitas matriks batuan (gr/cc) (Lihat tabel 2)

ρ_b = Densitas matriks batuan dari log (gr/cc) atau *RHOB*

ρ_f = Densitas fluida batuan (nilai 1,1 untuk *mud*, 1 untuk *fresh water*)

ϕ_{tot} = Porositas total

ϕN = Porositas Neutron / *NPHI*

ϕDc = Koreksi porositas densitas

ϕNc = Koreksi porositas neutron

ϕDsh = Porositas densitas *shale* terdekat

ϕNsh = Porositas neutron *shale* terdekat

Vsh = *Volume shale*

Semua operasi dilakukan dalam fraksi.

Tabel 2. Densitas matriks berbagai litologi (Schlumberger, 1989).

Litologi / Mineral	$\rho_{ma} \text{ (g/cm}^3\text{)}$
Batupasir	2.650
Batugamping	2.710
Dolomit	2.876
Anhidrit	2.977
Garam	2.032

3. Resistivitas Air (R_w)

Determinasi harga R_w dapat ditentukan dengan berbagai metode diantaranya dengan menggunakan metode *crossplot* resistivitas-*porosity* atau rumus Archie, serta dari pengukuran di laboratorium. Rumus archie dituliskan dalam persamaan berikut:

$$Rwa = \frac{Rt}{F} \dots\dots\dots (16)$$

$$F = \frac{a}{\phi^m} \dots\dots\dots (17)$$

Dimana,

Rwa = Resistivitas Formasi (apparent resistivity)

Rt = Resistivitas dalam formasi kandungan air

F = Faktor formasi

ϕ = Porositas

a = faktor turtuositi (gamping = 1; batupasir = 0.62)

m = faktor sementasi (gamping = 2; batupasir = 2.15)

Didalam daerah terinvasi, R_w digantikan oleh Rmf karena air formasi didesak keluar oleh fluida yang bersaing dari lumpur pada saat pemboran, yang disebut *mud filtrate*. Untuk mendapatkan harga Rmf pada formasi di kedalaman tertentu, maka harus diketahui temperatur formasi dengan persamaan 18 (Harsono, 1997):

$$Tf = \frac{DF (BHT-ST)}{TD} + TS \dots\dots\dots (18)$$

Dimana,

Tf = Temperatur formasi

DF = Kedalaman formasi (*Depth Formation*)

$ST (TS)$ = Temperatur Permukaan (*Surface Temperature*)

TD = Kedalaman temperatur (*Total Depth*)

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

Sehingga, penentuan $Rmf (F)$ pada temperatur formasi dapat menggunakan persamaan 19 hingga 23 :

$$Rm@Tf = \frac{Rmf (TS+6.77)}{Tf+6.77} \dots\dots\dots (19)$$

$$(Terinvasi Lumpur) Rw = Rm@Tf \cdot \frac{Rt}{Rxo} \dots\dots\dots (20)$$

$$(Bersih) Rw = Rm@Tf \cdot \frac{Rt}{Ro} \dots\dots\dots (21)$$

$$Rxo = F \cdot Rmf \dots\dots\dots (22)$$

$$Ro = F \times Rw \dots\dots\dots (23)$$

Dimana,

Rw = Resistivitas Air

Rmf = Resistivitas Lumpur (*mud filtrate*)

Rt = Resistivitas Sebenarnya

Rxo = Resistivitas formasi zona terinvasi

Ro = Resistivitas formasi zona tidak terinvasi (zona jenuh 100% air).

Pengukuran laboratorium dilakukan dengan mengukur konsentrasi Cl dalam formasi dalam satuan g/L. Hasil pengukuran nantinya dapat diaplikasikan menggunakan persamaan untuk didapatkan

konsentrasi NaCl (ppm) dalam formasi. Nilai konsentrasi ini kemudian diplotkan terhadap nilai temperatur dasar sumur bor pada chart schlumberger gen 9 untuk mendapatkan harga R_w untuk menghitungnya, perlu diketahui $Ar Na$ dan $Ar Cl$ dimana $Ar Na = 23$ dan $Ar Cl = 35.5$ empirisnya terurai sebagai berikut, (persamaan 24 hingga 27).

$$NaCl (ppm) = Cl \times \frac{Mr NaCl}{Mr Cl} \dots\dots\dots (24)$$

$$Mr NaCl = (1 \times Ar Na) + (1 \times Ar Cl) \dots\dots\dots (25)$$

$$Mr Cl = 1 \times Ar Cl \dots\dots\dots (26)$$

$$NaCl (ppm) = Cl \times 1.647 \dots\dots\dots (27)$$

Keterangan,

ppm = part per milion (mg/L)

Ar = Massa atom relatif

Mr = Massa molekul relatif

4. Salinitas Air

Salinity atau salinitas adalah jumlah garam yang terkandung dalam satu liter air. Kandungan garam dalam air ini dinyatakan dalam ppt atau *part per thousand* (g/L) (Astuti dkk., 2007). Perhitungan salinitas air dilakukan dalam menentukan metode Sw yang akan digunakan dalam kasus lapangan *shaly* atau formasi terdiri dari perselingan batupasir dan serpih. Perhitungan ini hanya akan digunakan sebagai parameter pemilihan metode perhitungan saturasi air. Dan menggambarkan lokasi

panalitian apakah berasosiasi dengan lingkungan laut atau tidak. Ini dikarenakan, formasi dengan nilai salinitas medium hingga tinggi mengindikasikan lingkungan pengendapan berasosiasi terhadap *marine system*. Perhitungan salinitas dapat dilakukan secara langsung menggunakan indikator salinitas pada air formasi. Cara lain adalah dengan menghitungnya dengan persamaan 28 (Lewis dan Perkin, 1976). Dan *range* nilai salinitas dapat dilihat apada tabel 3.

$$S = 0.03 + 1.805 \times Cl \dots\dots\dots (28)$$

Keterangan,

S = Salinitas (*ppt* / g/L)

Cl = konsentrasi Cl formasi (*ppt* / g/L)

Tabel 3. Klasifikasi air berdasarkan nilai salinitasnya (Pamungkas, 2012)

Salinitas (<i>ppt</i>)	Klasifikasi	Konsentrasi
< 0.5	Tawar	Rendah
0.5 - 33	Payau	Menengah
>33	Air Laut	Tinggi

5. Saturasi Air (S_w)

Saturasi air (S_w) adalah besarnya volume pori batuan yang terisi oleh air formasi yang dinyatakan dalam fraksi. Pada zona reservoir, tidak seutuhnya terisi oleh hidrokarbon. Itulah alasannya tetap dilakukan perhitungan dalam penentuan saturasi air dalam formasi (Asquith dan Krygowski, 2004). Terdapat beberapa metode yang dapat digunakan dalam perhitungan nilai S_w . Untuk lapisan *sand* bersih dapat digunakan metode Archie, metode Rocky Mountain ataupun metode *Crossplots* sebagai berikut,

a. Persamaan Archie

Persamaan archie digunakan pada formasi *clean sand* dengan menghubungkan persamaan index resistivitas dan faktor formasi persamaan ini menggunakan nilai resistivitas sebagai input nilai utamanya perlu diketahui nilai R_w sebelum dapat melakukan perhitungan, dapat dilihat pada persamaan 29.

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. kekurangan metode ini diantaranya adalah bahwa metode ini tidak dapat menentukan nilai saturasi air dengan baik pada reservoir yang memiliki kandungan *shale*. Selain itu, persamaan ini juga tidak menganggap bahwa *shale* yang berada pada suatu formasi dapat meningkatkan pengukuran konduktivitas sehingga akan membuat nilai perhitungan menjadi kurang tepat.

$$S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t} \dots\dots\dots (29)$$

Keterangan,

S_w = Saturasi Air (%)

m = faktor sementasi (gamping = 2; batupasir = 2.15)

a = faktor turtuositi (gamping = 1; batupasir = 0.62)

n = eksponen saturasi (1.8 – 2.5 dengan nilai umum 2.0)

ϕ = porositas efektif (%)

R_w = Resistivitas air (ohm.m)

R_t = Resistivitas sebenarnya dari pembacaan log (ohm.m)

b. Persamaan Rocky Mountain

Persamaan ini sangatlah berguna, karena persamaan ini menunjukkan cara menghitung saturasi air dari log resistivitas dan log SP meskipun data log porositas, nilai resistivitas air (R_w) dan nilai resistivitas formasi (R_{mf}) tidak diketahui. Perhitungan nilai saturasi air dapat diselesaikan dengan data R_{xo} , R_t dan SP (Persamaan 30).

Metode *resistivity ratio* ini memiliki kelebihan diantaranya dapat dengan baik menentukan nilai saturasi air pada reservoir yang tidak memiliki kandungan *shale* atau *clean sand formation*. Persamaan ini juga tetap dapat menghitung nilai saturasi air jika data porositas, resistivitas air (R_w) dan nilai resistivitas formasi (R_{mf}) tidak diketahui, asalkan data R_{xo} , R_t dan SP diketahui.

Metode rasio ini selain memiliki beberapa kelebihan tentu masih memiliki beberapa kekurangan diantaranya adalah bahwa metode ini tidak dapat menghitung nilai saturasi air dengan tepat jika terdapat kandungan *shale* yang tinggi. Metode ini juga tidak menganggap bahwa *shale* yang berada pada suatu formasi dapat meningkatkan pengukuran konduktivitas sehingga akan membuat nilai perhitungan menjadi kurang tepat.

$$S_w = \left(\frac{R_{xo}}{R_t} \times 10^{-SP/K} \right)^{\frac{5}{8}} \dots\dots\dots (30)$$

Keterangan,

S_w = Saturasi Air (%)

R_{xo} = Resistivitas formasi zona terinvasi (ohm.m)

R_t = Resistivitas Formasi dibaca dari kurva resistivitas (ohm.m)

SP = Nilai SP pada kurva log

K = Temperatur dalam kelvin

c. Persamaan *Crossplot*

Metode *Crossplot* ini memiliki kelebihan diantaranya dapat dengan baik menentukan nilai saturasi air pada reservoir yang tidak memiliki kandungan *shale* atau *clean sand formation*. Metode ini juga dapat menentukan nilai saturasi air jika nilai resistivitas formasi dan tipe matriks yang mengisi batuan masih diperanyakan, dengan cara menyelidiki hubungan antara data porositas dan data resistivitas.

Metode *Crossplots* ini selain memiliki beberapa kelebihan tentu masih memiliki beberapa kekurangan diantaranya adalah bahwa persamaan ini tidak dapat menentukan nilai saturasi air dengan baik pada reservoir yang memiliki kandungan *shale* yang cukup tinggi. 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. Sebagaimana dilihat pada persamaan 31.

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^n \cdot \phi^m}{a \cdot R_w} \dots\dots\dots (31)$$

Keterangan,

S_w = Saturasi Air (%)

R_t = Resistivitas Formasi dibaca dari kurva resistivitas (ohm.m)

R_w = Resistivitas air formasi (ohm.m)

a = faktor turtuositi (gamping = 1; batupasir = 0.62)

m = faktor sementasi (gamping = 2; batupasir = 2.15)

n = eksponen saturasi (1.8 – 2.5 dengan nilai umum 2.0)

ϕ = porositas (%)

Pada formasi *shaly* sand atau formasi yang juga mengandung serpih sebagai pengotornya, dapat digunakan beberapa metode perhitungan S_w yang terbagi atas dua grup. Grup *Vsh* yang didefinisikan sebagai grup *shale* basah yang mengisi pori batuan atau *clay bound water (CBW)*. Pada grup ini dapat digunakan persamaan *Laminated shale*, *Dispersed shale*, *Structural shale*, *Simandoux* dan *Indonesian*. Grup *CEC (Cation Exchange Capacity)* dapat digunakan jika nilai elektrokimia dari interaksi mineral-elektrolit diketahui. Pada grup ini, dapat digunakan persamaan *Waxman-Smith* dan *Dual Water*.

d. Persamaan *Laminated Shale*

Persamaan *laminated shale* dapat digunakan pada formasi yang memiliki sisipan *shale* secara laminar di resevoarnya, namun pada kondisi sisipan yang sangat tebal, persamaan ini menjadi kurang tepat karena pembaca log akan menganggap sisipan sebagai batuan sebagaimana dilihat pada persamaan 32.

$$S_w^n = \left(\frac{1}{R_t} - \frac{V_{lam}}{R_{sh}} \right) \frac{a R_w}{\phi_e^m (1 - V_{lam})} \dots\dots\dots (32)$$

Keterangan,

S_w = Saturasi Air (%)

R_t = Resistivitas Formasi dibaca dari kurva resistivitas (ohm.m)

V_{lam} = Volume laminasi (%)

R_{sh} = Resistivitas *shale* (ohm.m)

R_w = Resistivitas air formasi (ohm.m)

a = faktor turtuositi (gamping = 1; batupasir = 0.62)

m = faktor sementasi (gamping = 2; batupasir = 2.15)

n = eksponen saturasi (1.8 – 2.5 dengan nilai umum 2.0)

ϕ = porositas (%)

e. Persamaan *Dispersed Shale*

Metode ini mengusulkan bahwa *shale* memiliki ukuran halus dan mengalami pertumbuhan pada batupasir menggantikan rongga pori pada batupasir. Persamaan *dispersed shale* dapat digunakan pada formasi dengan kandungan *shale* yang terdapat pada rongga pori diantara butir *sand*. Sebagaimana pada persamaan 33,

$$S_w = \frac{\left\{ \sqrt{\frac{0.8}{\phi_s^2} \cdot \frac{R_w}{R_t} + \left[\frac{(\phi_s - \phi_d)}{\phi_s} \right]^2} - \frac{(\phi_s - \phi_d)}{\phi_s} \right\}}{\left[1 - \left(\frac{\phi_s - \phi_d}{\phi_s} \right) \right]} \dots\dots\dots (33)$$

Keterangan,

S_w = Saturasi Air (%)

R_t = Resistivitas Formasi dibaca dari kurva resistivitas (ohm.m)

ϕ_s = porositas *sonic* (%)

ϕ_d = porositas densitas (%)

f. Persamaan *Structural Shale*

Persamaan *structural shale* dapat digunakan jika terjadi pergantian butiran *sand* ke butiran *shale*. Persamaan ini efektif digunakan pada kasus *shale* yang hadir pada matriks batupasir, pada persamaan 34.

$$S_w^n = \left(\frac{1}{R_t} - \frac{V_{str}}{R_{sh}} \right) \frac{a \cdot R_w}{\phi_e^m} \dots\dots\dots (34)$$

Keterangan,

S_w = Saturasi Air (%)

R_t = Resistivitas Formasi dibaca dari kurva resistivitas (ohm.m)

V_{str} = Volume *structural* (%)

R_{sh} = Resistivitas *shale* (ohm.m)

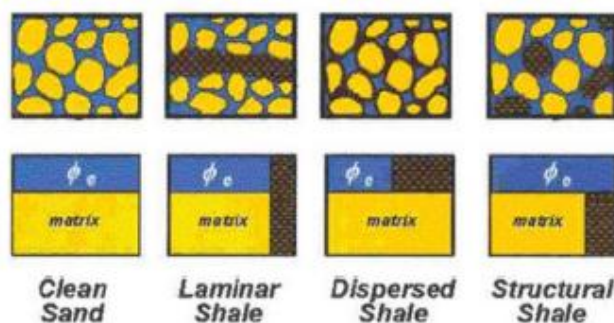
a = faktor turtuositi (gamping = 1; batupasir = 0.62)

m = faktor sementasi (gamping = 2; batupasir = 2.15)

n = eksponen saturasi (1.8 – 2.5 dengan nilai umum 2.0)

ϕ_e = porositas efektif (%)

R_w = Resistivitas air formasi (ohm.m)



Gambar 31. Persebaran *shale* kasus tertentu (Dwiyono dan Winardi, 2014)

Ketiga persamaan diatas pada dasarnya hanya dapat digunakan pada kasus tertentu saja (Gambar 31), sehingga pada kasus yang tidak

diketahui pola sebaran *shale*-nya tidak dapat digunakan persamaan tersebut dan dapat digunakan persamaan simandoux atau indonesia.

g. Persamaan Simandoux

Persamaan simandoux efektif menghitung nilai saturasi air pada formasi dengan kehadiran *shale* sebagai pengotornya, kendati demikian, persamaan ini hanya dapat digunakan pada kondisi salinitas tinggi, dapat dilihat pada persamaan 35.

$$S_w = \frac{0.4 \cdot R_w}{\phi_e^2} \left[\sqrt{\frac{5 \cdot \phi_e^2}{R_w \cdot R_t}} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \dots\dots\dots (35)$$

Keterangan,

S_w = Saturasi Air (%)

R_t = Resistivitas Formasi dibaca dari kurva resistivitas (ohm.m)

V_{sh} = Volume *shale* (%)

R_{sh} = Resistivitas *shale* (ohm.m)

R_w = Resistivitas air formasi (ohm.m)

ϕ_e = porositas efektif (%)

h. Persamaan Indonesia

Persamaan indonesia dikembangkan khusus pada kasus perhitungan S_w dengan litologi yang umum ditemukan di Indonesia. Sama halnya dengan metode Simandoux, metode ini dapat mengukur S_w pada formasi *shally* dengan baik walau struktur pengotor tidak diketahui. Hanya saja metode indonesia akan bekerja dengan baik pada kondisi salinitas menengah hingga rendah dan tidak efektif untuk digunakan pada salinitas tinggi dilihat pada persamaan 36.

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi_e^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right] \cdot S_w^{n/2} \dots\dots\dots (36)$$

Keterangan,

S_w = Saturasi Air (%)

R_t = Resistivitas Formasi dibaca dari kurva resistivitas (ohm.m)

R_w = Resistivitas air formasi (ohm.m)

R_{sh} = Resistivitas *shale* (ohm.m)

V_{sh} = Volume *shale* (%)

ϕ_e = porositas efektif (%)

a = faktor turtuositi (gamping = 1; batupasir = 0.62)

m = faktor sementasi (gamping = 2; batupasir = 2.15)

n = eksponen saturasi (1.8 – 2.5 dengan nilai umum 2.0)

i. Persamaan Waxman – Smith

CEC group menggunakan persamaan Waxman-smith yang efektif menentukan nilai S_w berdasarkan nilai *CEC* yang ada, namun persamaan ini tidak memperhitungkan persebaran dan jenis *shale* sehingga persebaran *shale* dianggap sama dan merata (Persamaan 37).

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F \cdot R_w} + \frac{B \cdot Q_v \cdot S_w}{F} \dots\dots\dots (37)$$

Keterangan,

S_w = Saturasi Air (%)

R_t = Resistivitas Formasi dibaca dari kurva resistivitas (ohm.m)

R_w = Resistivitas air formasi (ohm.m)

F = Faktor formasi

B = Ekuivalen konduktansi

Q_v = konstanta ion dalam air formasi yang kontak dengan *shale*

j. Persamaan Dual Water

Persamaan dual water telah memperhitungkan kasus persebaran *shale* dengan efektif karena persamaan ini menghitung kehadiran *shale* hingga tingkat ion. Namun, metode ini tidak dapat langsung diaplikasikan dari data log karena metode ini membutuhkan pengujian laboratorium untuk mengetahui nilai *CEC* nya dengan waktu dan biaya yang tidak sedikit, sebagaimana dilihat pada persamaan 38.

$$C_t = \frac{C_w \cdot S_w^2}{F} + \frac{(C_{wb} - C_w) V_q Q_v \cdot S_w}{F} \dots\dots\dots (38)$$

Keterangan :

S_w = Saturasi Air (%)

F = Faktor formasi

C_t = konduktivitas air

C_{wb} = konduktivitas *water bound*

C_w = konduktivitas air

$V_q Q_v$ = konstanta ion dalam *bound water* yang kontak dengan *shale* (Dwiyono dan Winardi, 2014).

Dalam penelitian ini digunakan metode perhitungan Saturasi air (S_w) metode Indonesia dikarenakan lapangan studi dengan target formasi berlitologi *shaly*. Persamaan ini dikembangkan berdasarkan karakteristik tipikal dari *fresh water* atau air *fresh* hingga payau yang berada pada suatu formasi dan tingginya kandungan *shale* yang berkisar antara 30% - 70% yang sering dijumpai pada reservoir minyak di Indonesia. (Dwiyono dan Winardi, 2014).

6. Permeabilitas

Permeabilitas adalah kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida, dengan satuan *milidarcy* (md). Permeability berkaitan dengan porositas efektif tetapi tidak selalu berbanding lurus terhadapnya. Semakin besar porositas efektif, maka semakin besar juga permeabilitasnya. Permeabilitas dikontrol oleh ukuran pori yang berhubungan dan dipresentasikan dengan simbol K. Terkadang satuan untuk permeabilitas digunakan dalam darcy. Satu *Darcy* dapat didefinisikan sebagai kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida dengan viskositas 1cc dengan laju alir 1 cc/detik pada luas penampang 1cm^2 dengan penurunan tekanan 1 atm/cm. Permeabilitas pada suatu batuan tergantung pada beberapa faktor diantaranya porositas batuan, ukuran pori, bentuk pori, morfologi permukaan pori bagian dalam, susunan pori dan batang pori (topologi dari jaringan pori), ukuran butir dan distribusinya serta kompaksi dan sementasi (Asquith dan Krygowski, 2004).

Besarnya permeabilitas suatu batuan tergantung pada porositas dan saturasi air dan dapat dihitung dengan menggunakan persamaan 39. Sedangkan kualitas permeabilitas secara umum menurut Koesoemadinata, 1978 dalam Nurwidyanto dkk., dapat dilihat pada tabel 4.

$$k = a \cdot \frac{\phi^b}{S_w^c} \dots\dots\dots (39)$$

Keterangan:

k = permeabilitas (*milidarcies*)

ϕ = Porositas efektif (fraksi)

S_w = Saturasi air (fraksi)

a = konstanta Schlumberger = 10000

b = konstanta Schlumberger = 4.5

c = konstanta Schlumberger = 2

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

Nilai Permeabilitas	Kualitas (umum)
< 5 mD (1 mD – 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>)

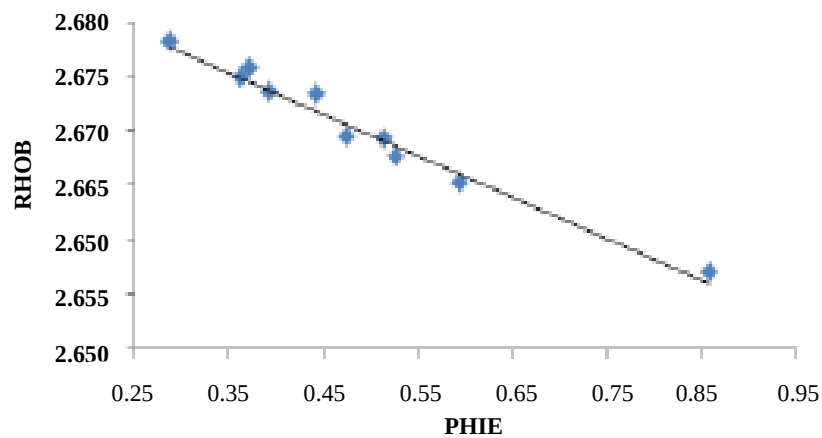
Permeabilitas Absolut (K_{abs}) Permeabilitas absolut adalah permeabilitas bila fluida yang mengalir dalam media berpori terdiri hanya satu macam fluida atau disaturasi 100% fluida. Permeabilitas Efektif (K_{eff}) adalah permeabilitas bila fluida yang mengalir dalam media berpori lebih dari satu macam fluida, misalnya (minyak – air), (air – gas), (gas – minyak) atau ketiga-tiganya. Harga permeabilitas efektif dinyatakan sebagai k_o , k_g , k_w , 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 relative (K_{rel}) antara 0 – 1 darcy.

7. Hubungan Properti Reservoir

Beberapa parameter diatas yang masuk dalam properti reservoir memiliki korelasi serta hubungan yang umumnya adalah linear. Berikut adalah korelasi dan hubungan antar properti yang akan digunakan dalam penelitian.

a. Hubungan Porositas Efektif (*PHIE*) dan Bulk Density (*RHOB*)

Korelasi antara *PHIE* dan *RHOB* merupakan korelasi linear dimana menurut Baiyegunhi, dkk. (2014), semakin besar nilai Densitas, maka nilai porositasnya akan semakin kecil atau sebaliknya. Hal ini diperkuat dengan beberapa uji yang dilakukan pada beberapa lapangan dan menunjukkan hubungan yang linear ditunjukkan pada Gambar 32.



Gambar 32. Hubungan *RHOB* dan *PHIE* (Baiyegunhi dkk., 2014).

b. Hubungan Porositas Efektif (*PHIE*) terhadap Saturasi Air (*Sw*)

Hubungan Porositas Efektif terhadap Saturasi Air ditunjukkan oleh persamaan linear Buckles. Secara matematis dituliskan sebagai persamaan 40 dan 41.

$$\text{Porosity } (\phi) \times \text{Water Saturation } (S_w) = \text{Constant} \dots\dots(40)$$

$$S_w = \frac{\text{Constant}}{\phi} \dots\dots\dots(41)$$

Dimana, nilai konstanta untuk tiap litologi berbeda,

Sandstone = 0.02 - 0.10

Intergranular Carbonates = 0.01 – 0.06

Vuggy Carbonates = 0.005 – 0.006

8. *Cut-off Reservoir*

Cut-off atau nilai penggal merupakan batasan yang diperlukan dalam penentuan zona netpay reservoir. *Netpay* adalah ketebalan reservoir yang mengandung hidrokarbon. Untuk menentukan *netpay* perlu dicari harga *cut-off* porositas (Φ), *volume shale* (*Vsh*), dan saturasi air (*Sw*). Berdasarkan harga-harga *cut-off* yang akan dicari inilah maka dapat diperoleh angka/ketebalan *netpay* dari *gross* reservoir. Untuk menentukan berapa harga *cut-off* masing-masing parameter petrofisik (Φ , *Vsh*, dan *Sw*) dapat menggunakan beberapa metode yakni kualitatif, kuantitatif, petrofisik, dan statistik/Gambar silang berdasarkan data log, inti batuan, dan data tes sumuran. Nilai penggal porositas dibaca keatas, artinya nilai diatas *cut-off* yang dianggap produktif sedangkan nilai penggal *Vsh* dan *Sw* dibaca kebawah (Triwibowo, 2010).

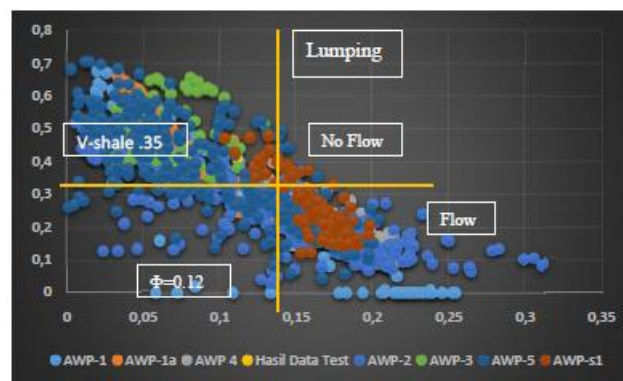
Cut-off Porositas dapat dilakukan dengan metode crossplot antara nilai porositas sebagai sumbu x dan permeabilitas sebagai sumbu y (Budiarto dkk., 2015). Dilakukan regresi linear dan nilai porositas terbaca saat permeabilitas 1 mD adalah nilai *cut-off* porositas. Nilai permeabilitas 1 mD adalah nilai permeabilitas minimum agar fluida dapat mengalir dalam formasi. *Cut-off Vshale* dapat dilakukan dengan crossplot nilai *VCL* dalam sumbu x dan porositas sebagai fungsi y. Nilai *VCL* terbaca pada saat nilai porositas *cut-off* merupakan nilai penggal untuk *Vshale*. Nilai penggal dari saturasi air dapat diperoleh dengan

Menggunakan analisis data *core*. Namun dapat pula dilakukan dengan *cross plot* antara porositas dengan saturasi air. Hal ini dikarenakan jika tidak tersedia data *scal* (*special core analysis*). Parameter yang dicari dari *crossplot* ini adalah mencari garis persamaan (*trendline*) antara hubungan porositas dengan saturasi air dan dicari nilai R^2 nya (Budiarto dkk., 2015).

9. *Lumping Data*

Lumping merupakan ringkasan hasil analisis perhitungan petrofisika *Vshale* dan porositas efektif pada lapisan reservoir yang diteliti yang kemudian divalidasikan dengan nilai *cut-off Vshale* dan porositas efektif seperti Gambar 33. Juga diaplikasikan nilai *cut-off* saturasi air pada data dengan proses pemenggalan nilai diatas *cut-off* saturasi air.

Gambar 33 menunjukkan garis ambang batas kuning adalah nilai *cut-off* dari porositas efektif dengan nilai 0.12 (fraksi) pada sumbu *veRtikal* dan *cut-off Vshale* dengan nilai 0.35 (fraksi) pada horizontal. Wilayah yang melewati ambang batas *cut-off* tersebut merupakan wilayah yang diduga menyimpan hidrokarbon. Yang dimaksud dari *gross sand* dalam lumping data adalah ketebalan utuh lapisan reservoir termasuk komposisi *shale* di dalamnya. *Net sand* adalah lapisan reservoir yang sudah bersih atau sudah dikurangi dengan komposisi *shale* di dalamnya dan *net pay* adalah lapisan reservoir yang mempunyai komposisi hidrokarbon di dalamnya.



Gambar 33. Teknik dasar lumping menggunakan parameter porositas sebagai sumbu x dan *Vshale* sebagai sumbu y (Budiarto dkk., 2015).

F. Analisis Statistik dan *Map Algebra*

Analisis statistik dilakukan guna mendapatkan nilai korelasi antara dua baris data yang berbeda. Korelasi ini nantinya menghasilkan persamaan gradien setelah di lakukan regresi yang dapat digunakan dalam koreksi nilai salah satu parameter yang dikorelasi. *Map algebra* merupakan proses aritmarik sederhana yang dilakukan pada satu atau lebih peta untuk mendapatkan keluaran berupa peta baru (Berry, 2004).

1. Pengertian Korelasi

Korelasi merupakan teknik analisis yang termasuk dalam salah satu teknik pengukuran asosiasi atau hubungan (*measures of association*). Pengukuran asosiasi merupakan istilah umum yang mengacu pada sekelompok teknik dalam statistik bivariat yang digunakan untuk mengukur kekuatan hubungan antara dua variabel. Di antara sekian banyak teknik-teknik pengukuran asosiasi, terdapat dua teknik korelasi yang sangat populer sampai sekarang, yaitu Korelasi *Pearson Product Moment* dan Korelasi *Rank Spearman*. Pengukuran asosiasi mengenakan nilai numerik untuk mengetahui tingkatan asosiasi atau kekuatan hubungan

antara variabel. Dua variabel dikatakan berasosiasi jika perilaku variabel yang satu mempengaruhi variabel yang lain. Jika tidak terjadi pengaruh, maka kedua variabel tersebut disebut independen.

Korelasi bermanfaat untuk mengukur kekuatan hubungan antara dua variabel (kadang lebih dari dua variabel) dengan skala-skala tertentu, misalnya *Pearson* data harus berskala interval atau rasio; *Spearman* dan *Kendal* menggunakan skala ordinal. Kuat lemah hubungan diukur menggunakan jarak (*range*) 0 sampai dengan 1. Korelasi mempunyai kemungkinan pengujian hipotesis dua arah (*two tailed*). Korelasi searah jika nilai koefisien korelasi ditemukan positif; sebaliknya jika nilai koefisien korelasi negatif, korelasi disebut tidak searah. Yang dimaksud dengan koefisien korelasi ialah suatu pengukuran statistik kovariasi atau asosiasi antara dua variabel. 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.

2. Korelasi *Product Moment Pearson*

Analisis korelasi digunakan untuk menjelaskan kekuatan dan arah hubungan antara dua variabel. Korelasi bersifat *undirectional* yang artinya tidak ada yang ditempatkan sebagai *predictor* dan *respon*.

Angka korelasi berkisar antara -1 hingga +1. Semakin mendekati 1 maka korelasi semakin mendekati sempurna. Sementara nilai negatif dan positif mengindikasikan arah hubungan. Arah hubungan yang positif menandakan bahwa pola hubungan searah atau semakin tinggi A menyebabkan kenaikan pula B (A dan B ditempatkan sebagai variabel). Tabel 5 menjelaskan tentang interpretasi angka korelasi menurut Prof. Sugiyono.

Tabel 5. Interpretasi angka korelasi menurut Sugiyono dalam (Santoso, 2009).

Nilai <i>Range</i> Korelasi	Keterangan
0 – 0.199	Sangat Lemah
0.20 – 0.399	Lemah
0.40 – 0.599	Sedang
0.60 – 0.799	Kuat
0.80 – 1.00	Sangat Kuat

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

- a. Variansi (*s*)

$$s = \sqrt{\frac{n \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2}{n(n-1)}} \dots\dots\dots (42)$$

- b. Covariansi (*Cov_{xy}*)

$$Cov_{xy} = \frac{n \sum x_i y_i - \sum x_i \sum y_i}{n(n-1)} \dots\dots\dots (43)$$

c. Koefisien Korelasi Pearson (r)

$$r = \frac{Cov_{xy}}{s_x s_y} \dots\dots\dots (44)$$

Di mana:

x : Besar Nilai X (Nilai Variabel)

y : Besar Nilai Y (Nilai Variabel)

n : Jumlah Sampel (Santoso, 2009).

3. Regresi Linier Sederhana

Analisis regresi linier sederhana adalah hubungan secara linear antara satu variabel independen (X) dengan variabel dependen (Y). Analisis ini untuk mengetahui arah hubungan antara variabel independen dengan variabel dependen apakah positif atau negatif dan untuk memprediksi nilai dari variabel dependen apabila nilai variabel independen mengalami kenaikan atau penurunan.

Rumus regresi linear sederhana sebagai berikut:

$$Y = a + bX \dots\dots\dots (45)$$

Keterangan:

Y = Variabel dependen (nilai yang diprediksikan)

X = Variabel independen

a = Konstanta

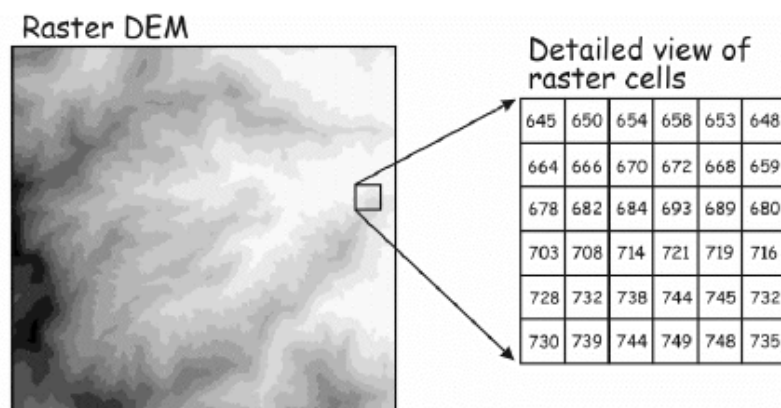
b = Koefisien regresi (peningkatan ataupun penurunan) (Santoso, 2009).

4. Map Algebra

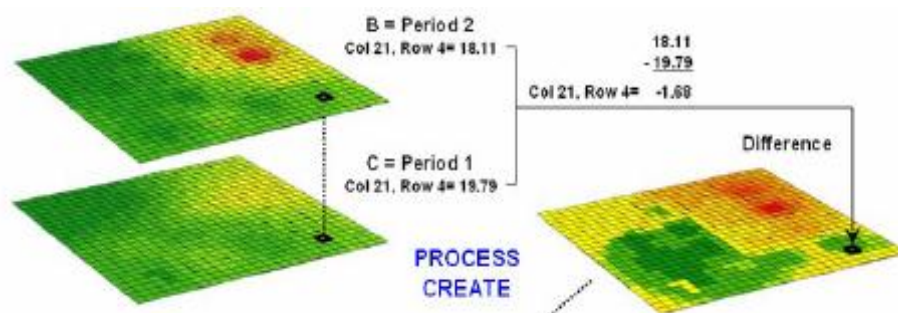
Map algebra merupakan salah satu bagian dari analisis peta (*map analysis*) yang terdiri dari fungsi aloritmik matematis sederhana yang dapat dilakukan untuk menghasilkan keluaran berupa peta baru. Peta

dengan basis *grid map* pada dasarnya memiliki nilai x-y-z dengan komponen z berupa nilai atau *value* (Berry, 2004).

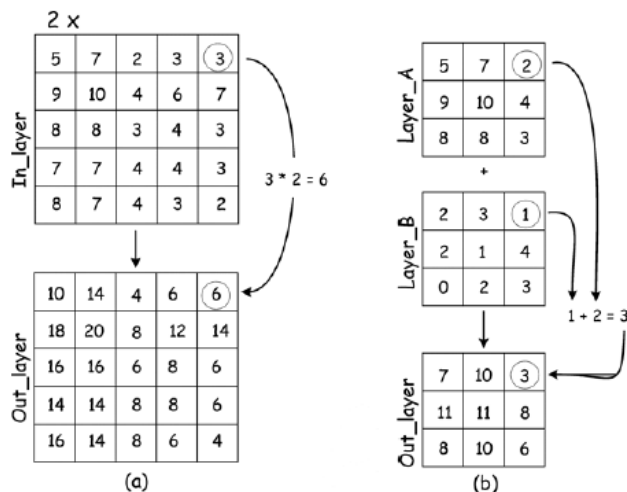
Map algebra merupakan kombinasi data *cell-by-cell* yang dapat dioperasikan secara penjumlahan, perkalian, pengurangan atau operasi aritmatik lainnya sehingga dihasilkan *z value* baru sebagai hasil operasi dengan lokasi sesuai dengan input xy. Perlu digaris bawahi, operasi ini hanya akan berlaku pada peta dengan jumlah grid yang sama. Nilai *cell* akan berubah, namun tidak bagi posisinya. Gambar 34 menunjukkan nilai *z* pada tiap xy dan Gambar 35 hingga 36 contoh aplikasi *map algebra*.



Gambar 34. Detail data peta raster sebagai fungsi angka pada tiap *cell* (Berry, 2004).



Gambar 35. Ilustrasi *map algebra* operasi penjumlahan pada dua peta dengan posisi xy yang sama namun z berbeda (Berry, 2004).



Gambar 36. (a) operasi *map algebra* pada satu peta dengan variabel tunggal sebagai pengalinya. (b) operasi *map algebra* terhadap dua peta dengan operasi *cell-by-cell* (Berry, 2004).

G. Perhitungan Cadangan Hidrokarbon

Cadangan (*reserves*) adalah perkiraan volume minyak, kondensat, gas alam, natural gas liquids dan substansi lain yang berkaitan secara komersial dapat diambil dari jumlah yang terakumulasi di reservoir dengan metode operasi yang ada dengan kondisi ekonomi dan atas dasar regulasi pemerintah saat itu. Perkiraan cadangan didasarkan atas interpretasi data geologi dan atau data *engineering* yang tersedia pada saat dilakukan perhitungan.

Dalam penentuan cadangan minyak dibutuhkan beberapa parameter untuk nantinya dapat dilakukan perhitungan. Pada dasarnya dapat dilakukan perhitungan secara langsung dengan memanfaatkan nilai rata-rata pada suatu area baik itu nilai porositasnya, nilai saturasi air dan nilai ketebalan. Namun, untuk perhitungan cadangan lebih teliti, diperlukan penyebaran properti petrofisika dalam bentuk *grid* peta yang nantinya akan dilakukan perhitungan cadangan dengan metode *map algebra*.

1. Penyebaran Properti Petrofisika

Dalam perhitungan cadangan minyak, dibutuhkan sebuah peta sebaran properti petrofisika berupa porositas dan saturasi air (Vidhotomo dkk., 2011). Sehingga, sebelum perhitungan cadangan minyak harus dibuat peta sebaran properti petrofisika dimana nilai sebaran properti petrofisika tersebut didapat dengan memanfaatkan data seismik sebagai guide dengan beberapa korelasi dan perhitungan untuk mendapatkan pola sebaran peta. Adapun peta yang dibutuhkan adalah peta struktur kedalaman, peta ketebalan, peta sebaran porositas dan peta sebaran saturasi air. Dibutuhkan data pendukung yakni peta akustik impedan untuk proses *define body sandstone* yang disinyalir sebagai reservoir hidrokarbon.

a. Peta Struktur Kedalaman (*Depth Structure Map*)

Peta ini digunakan sebagai acuan dalam pembuatan garis batas kontak air dan minyak (*oil water contact*) atau *OWC* yang nilainya berupa kedalaman. Sifat alamiah minyak yang selalu mengambang diatas air menjadikan *OWC* penting dalam perhitungan hidrokarbon atas asumsi lapisan dibawah garis *OWC* tidak produktif atau tersaturasi air tinggi sehingga kecil kemungkinan adanya reservoir hidrokarbon.

b. Peta *AI*

Peta sebaran *AI* ini nantinya dapat menentukan *body sand* dengan korelasi peta *density* serta peta *P-Wave*. Dimana menurut Telford (1990), *range* densitas batupasir bersih berkisar diantara 1.7 hingga 2.3 gr/cc dan menurut mushodaq dan sentosa dalam Anggriawan (2016) *range AI* batupasir berkisar antara 6000 - 9500 m/s*g/cc.

Delineasi pada batas batupasir bersih berguna dalam perhitungan dengan asumsi litologi diluar garis batas adalah shaly. Perlu diperhatikan, ini hanya berlaku untuk reservoir formasi dengan litologi *sandstone*. Batas *body sandstone* ini nantinya dikorelasi secara kualitatif terhadap peta *cut-off* porositas dan saturasi air hingga dilakukan lineasi baru yakni garis batas *body batupasir* hasil korelasi diatas. Garis batas *body* batupasir hasil korelasi dan OWC di-*overlay* dengan peta lainnya agar didapatkan peta netpay properti. Yakni peta *netpay* porositas, peta *netpay* saturasi air dan peta *netpay isopach* yang merepresentasikan reservoir.

c. Peta Porositas

Peta sebaran porositas menggambarkan nilai porositas di tiap titik dengan interval tertentu. Penyebaran porositas dapat dilakukan dengan korelasi *RHOB* terhadap *PHIE* pada data log dan menggunakan gradien yang dihasilkan dalam pembuatan peta porositas dari peta sebaran densitas hasil slice *AI* (atribut *density*).

d. Peta Saturasi Air

Peta sebaran saturasi air menggambarkan nilai sebaran kandungan air dalam formasi. Peta ini dapat dibuat dengan melakukan perhitungan sederhana menurut prinsip Buckles yakni dengan persamaan umum (persamaan 46) dan turunannya (persamaan 47).

$$\text{Porosity } (\phi) \times \text{Water Saturation } (S_w) = \text{Constant} \dots\dots(46)$$

$$S_w = \frac{\text{Constant}}{\phi} \dots\dots\dots(47)$$

Dimana, nilai konstanta untuk tiap litologi berbeda,

Sandstone = 0.02 - 0.10

Intergranular Carbonates = 0.01 – 0.06

Vuggy Carbonates = 0.005 – 0.06 (Holmes, 2009).

Terlebih dahulu dilakukan pencarian nilai constant dengan menggunakan data sumur. Yakni operasi ini dilakukan terlebih dahulu pada data sumur yang ada. Hasil peta dikorelasikan dengan garis *OWC* dengan prinsip area dibawah garis *OWC* merupakan zona tersaturasi air tinggi.

e. Peta *Isopach Netpay*

Peta *isopach* atau ketebalan *net pay* merupakan peta distribusi ketebalan bersih reservoir yang dianggap mengandung fluida hidrokarbon. Peta ini didapatkan dari operasi aritmatik sederhana berupa pengurangan nilai pada peta *isopach gross* yang didapatkan dari data seismik.

2. Perhitungan Cadangan Hidrokarbon

Perhitungan cadangan hidrokarbon menggunakan prinsip *map algebra*, dimana tiap titik dengan spasi *x* dan *y* tertentu memiliki nilai cadangannya sendiri. hasil operasi pada peta perlu dijumlahkan untuk mendapatkan nilai cadangan total, karena persamaan hanya mengoperasikan bilangan pada titik yang sama.

Perhitungan cadangan hidrokarbon dapat dilakukan dengan menggunakan persamaan 48 berikut untuk minyak,

$$OOIP = \frac{A \times h \times \phi \times (1-S_w)}{Boi} \times 7758 \dots\dots\dots (48)$$

Dimana,

$OOIP$ = *Original Oil in Place (STB, Stock Tank Barrels)*

7758 = Faktor Konversi dari acre/ft ke *barrel*.

ϕ = Porositas (%)

S_w = Saturasi air (%)

B_{oi} = *Oil formation volume factor (STB/bbls)* (Vidhotomo dkk., 2011).

Dan persamaan 49 berikut untuk gas,

$$OGIP = \frac{A \times h \times \phi \times (1 - S_w)}{B_{gi}} \times 43560 \dots\dots\dots (49)$$

Dimana,

$OGIP$ = *Original Gas in Place*

43560 = Faktor Konversi dari acre/ft ke *MMSCF*.

ϕ = Porositas (%)

S_w = Saturasi air (%)

B_{gi} = *Gas formation volume factor* (Triwibowo, 2010).

IV. METODOLOGI PENELITIAN

A. Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian dilakukan pada bulan Februari hingga Mei 2017 di Departemen *Geology and Geophysic* PT Pertamina EP Asset 2, Prabumulih dan Gedung L Teknik Geofisika Universitas Lampung. Tabel 6 merupakan tabel *time schedule* dari kegiatan tugas akhir penulis.

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	Persiapan dan Pengumpulan Data																
3	Pengolahan Data																
4	Analisis dan Interpretasi Data																
5	Penyusunan Laporan																
6	Bimbingan Usul																
7	Seminar Usul																
8	Revisi dan Bimbingan Hasil																
9	Seminar Hasil																
10	Bimbingan dan Fixasi Laporan																
11	Ujian Komprehensif																

B. Alat dan Bahan Penelitian Tugas Akhir

Adapun alat dan bahan yang digunakan pada penelitian tugas akhir ini adalah

sebagai berikut:

1. Data Sumur (*Gamma Ray, Densitas, Neutron, Resistivity, Sonic, Caliper, Bore Hole Temperature, Koordinat X-Y, Marker*).
2. Data Eksplorasi Geofisika (*Seismik 3D PSTM, Checkshot*).
3. Data geologi regional dan stratigrafi area penelitian.
4. Komputer dan *Software* Pengolahan.

C. Prosedur Penelitian

Adapun prosedur percobaan pada penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Studi Literatur

Studi literatur dalam penelitian ini dilakukan untuk menentukan fokus penelitian. Pada tahapan studi literatur, penulis mempelajari tatanan geologi dan stratigrafi regional daerah penelitian.

2. Persiapan dan Pengumpulan Data

Tabel 7. Kelengkapan data *log* tiap sumur

Nama Sumur	<i>Log GR</i>	<i>Log NPHI</i>	<i>Log RHOB</i>	<i>Log PWave</i>	<i>Log Res.</i>	<i>Log CAL</i>	<i>Checkshot</i>
228	Ada	Ada	Ada	Tidak ada	Ada	Ada	Tidak ada
257	Ada	Ada	Ada	Tidak ada	Ada	Ada	Tidak ada
260	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada
290	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Tidak ada
291	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Tidak ada
293	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Tidak ada

a. Data Sumur

Dalam penelitian ini digunakan 6 data sumur, yaitu 228, 257, 260, 290, 291 dan 293 yang didalamnya memiliki variasi *log*. Dapat dilihat kelengkapan *log* pada tabel 7.

b. Data Seismik

Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini adalah data seismik post stack time migration 3D dengan jumlah *in line* 623 (2003 – 2626), *cross line* 580 (10041-10621) dengan fasa nol dimana kenaikan impedansi akustik ditunjukkan sebagai puncak (*peak*) pada seismik.

c. Checkshot

Data *checkshot* digunakan untuk mendapatkan hubungan kedalaman dengan waktu. Dalam hal ini data sumur berada dalam domain kedalaman, sedangkan data seismik berada dalam domain waktu. Data *checkshot* pada sumur dapat mengonversi domain sumur (kedalaman) menjadi domain waktu (*time to depth conversion*). Oleh karena itu data *checkshot* ini digunakan untuk mengikat sumur dengan seismik.

d. Marker Geologi

Marker geologi pada daerah penelitian digunakan sebanyak tiga buah *marker* untuk pengolahan data seismik hingga *AI* dengan tambahan dua *marker* untuk mendapatkan peta ketebalan pada dua zona prospek. *Marker* tersebut adalah BRF, S dan W3 serta tambahan U dan W4. Satu *marker* lain yakni TAF juga diinput untuk tampilan batas formasi baturaja dan talang akar yakni *marker* TAF. Urutan keenam *marker* tersebut berdasarkan kedalaman adalah BRF, TAF, S, U, W3 dan W4.

e. Software dan Hardware

Software yang digunakan pada penelitian ini adalah *Hampson Russell* (*HRS*) versi CE8R1 untuk pengolahan data seismik hingga inversi *AI*,

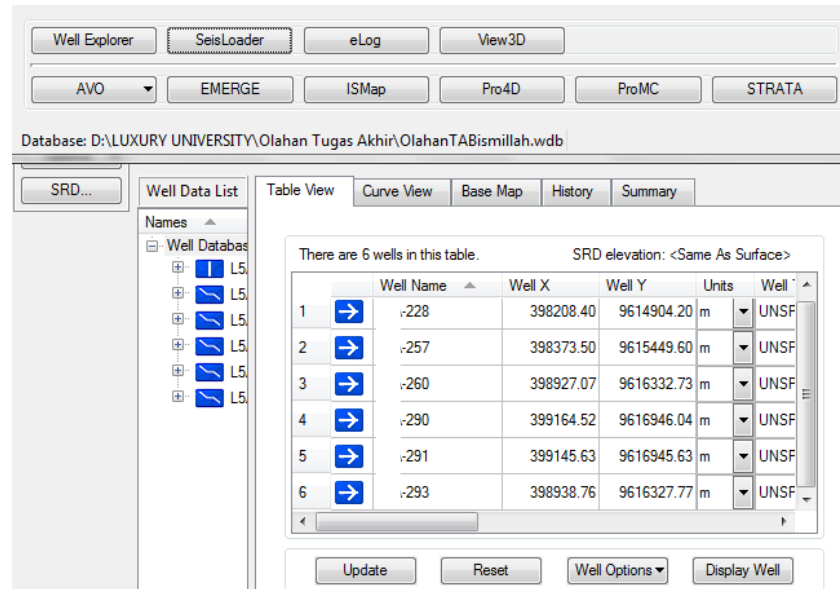
software Interactive Petrohysic (IP) versi 3.5 untuk pengolahan data sumur hingga Lumping petrofisika, *software Surfer* versi 11 untuk operasi *map analysis* dan *algebra*, *software Petrel* versi 2009.1 untuk operasi konversi *time to depth structure map* dan tampilan peta, serta *software Microsoft excel* versi 2010 untuk analisis statistik. Untuk *hardware* yang digunakan yakni sebuah laptop dengan spesifikasi intel core i3 dan RAM 4GB.

3. Pengolahan Data

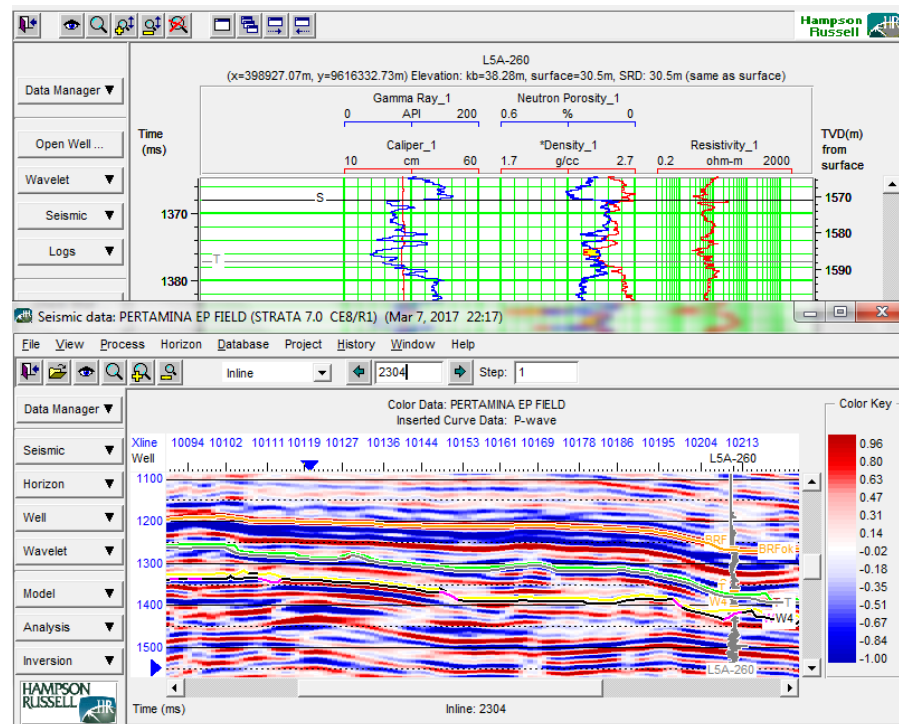
a. Pengolahan Data Seismik

Pada tahap pengolahan data seismik, dilakukan ekstrasi *wavelet*, lalu melakukan pembuatan sintetik seismogram sebagai hasil dari perhitungan koefisien refleksi dan konvolusi yang dikalikan terhadap *wavelet*. Selain itu, juga dilakukan analisis *crossplots* dan analisa *tunning thickness* dengan persamaan $\frac{1}{4}\lambda$ untuk mengetahui ketebalan minimum pada zona *interest* yang masih dapat di-cover oleh data seismik. Selanjutnya dilakukan pengikatan data sumur ke data seismik (*seismic well tie*) dengan tujuan agar *marker* yang ada pada data sumur berada tepat pada litologi prospek pada data seismik. Setelah tahapan tersebut, dilakukan proses *picking horizon* dan *picking fault* sebagai bahan dasar dalam pembuatan peta struktur waktu. Peta ini kemudian dikonversi kedalam satuan meter hingga menghasilkan peta struktur kedalaman (*depth structure map*). Disisi lain, data seismik diinversikan dalam model inversi *AI* untuk mendapatkan persebaran nilai *AI*, densitas dan *P-wave*. Sebaran ini kemudian di *slice* untuk

mendapatkan peta sebaran *AI*, densitas dan *P-wave* yang selanjutnya menjadi bahan interpretasi sebaran *body sandstone* dan sebagai *guide* penyebaran parameter petrofisika.



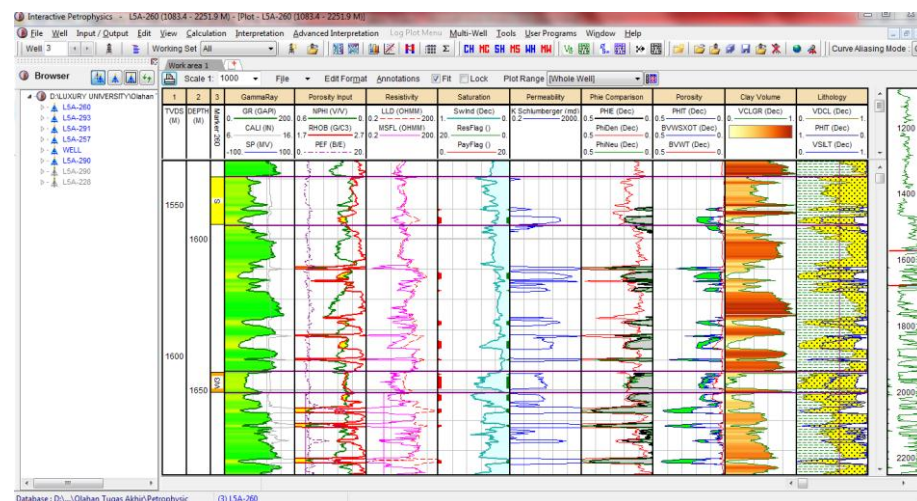
Gambar 37. Tampilan lembar kerja awal dan fungsi *well explorer* pada *Hampson Russell (HRS) CE8R1*.



Gambar 38. Tampilan lembar kerja *eLog HRS CE8R1* sebagai *window* pengolahan data sumur (atas) dan *Strata* sebagai *window* pengolahan data seismik (bawah).

b. Pengolahan Data Sumur dan Perhitungan Properti Petrofisika

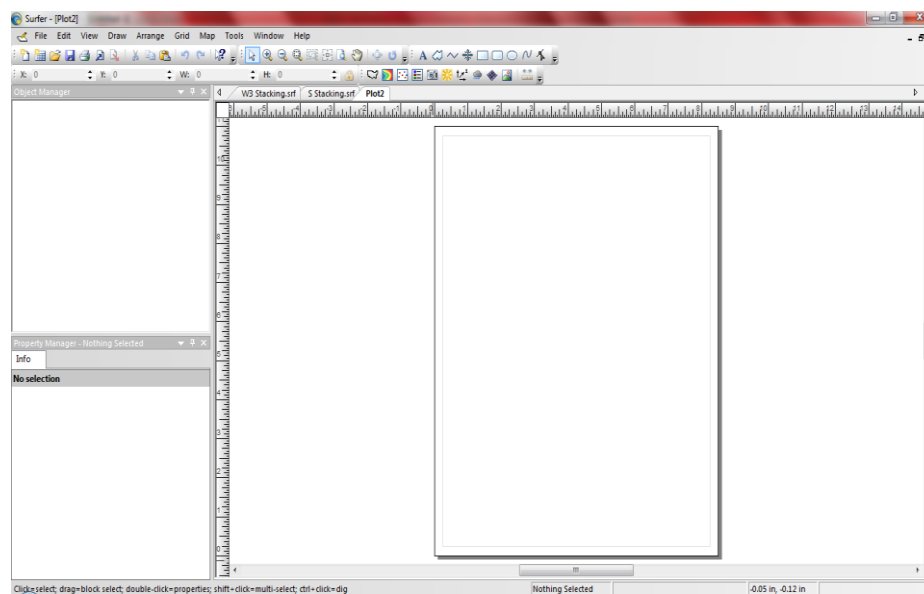
Pengolahan data sumur dilakukan dengan tahapan pemodelan 2D data *log* sebagai peta kedalaman, lalu melakukan interpretasi kualitatif yakni zonasi formasi dan analisis area prospek hidrokarbon. Selanjutnya yakni melakukan perhitungan properti petrofisika yakni menghitung kandungan *Clay/Shale* dengan formula *log Gamma Ray*, melakukan perhitungan porositas efektif, serta melakukan perhitungan saturasi air dengan formula Indonesia dikarenakan litologi area penelitian yang merupakan perselingan antara batupasir dan shale. Dilakukan juga perhitungan permeabilitas sebagai data pendukung dalam interpretasi reservoir. Akhirnya, diperoleh ketebalan *netpay* yakni ketebalan reservoir produktif dari data sumur sebagai hasil dari proses lumping dari nilai penggal (*cut-off*). Nilai ini nantinya digunakan sebagai variabel pembagi pada peta *isopach gross* untuk mendapatkan peta *isopach netpay* area penelitian dalam fungsi ketebalan.



Gambar 39. Tampilan lembar kerja *Interactive Petrophysic (IP)* versi 3.5 sebagai *window* pengolahan analisis petrofisika.

c. Perhitungan Statistik dan *Map Analysis*

Perhitungan statistik dilakukan untuk mendapatkan gradien korelasi antara *RHOB* dan *PHIE* sebagai fungsi dalam penyebaran nilai *PHIE* dalam peta densitas. Korelasi yang dilakukan menggunakan metode *Product moment pearson*. Perhitungan statistik juga dilakukan dalam menentukan besaran nilai penggal (*cut-off*) pada saturasi air sedangkan nilai penggal *V-Shale* dan porositas telah dilakukan pada *software IP*. *Map analysis* dilakukan untuk menyebarkan properti agar peta sebaran properti petrofisika di reservoir didapatkan. Analisis ini bertujuan untuk menentukan *netpay* pada peta. Lineasi *netpay* adalah garis batas reservoir produktif pada peta. Pembuatan garis batas ini didasarkan pada garis batas *oil water contact (OWC)* yang diketahui dan garis batas body sandstone produktif hasil interpretasi peta sebaran ketebalan, impedansi akustik (*AI*) dan sebaran properti reservoir (Porositas dan saturasi air).



Gambar 40. Tampilan lembar kerja Surfer 11 sebagai window pengolahan *map analysis* dan *map algebra*.

d. Perhitungan Cadangan Hidrokarbon

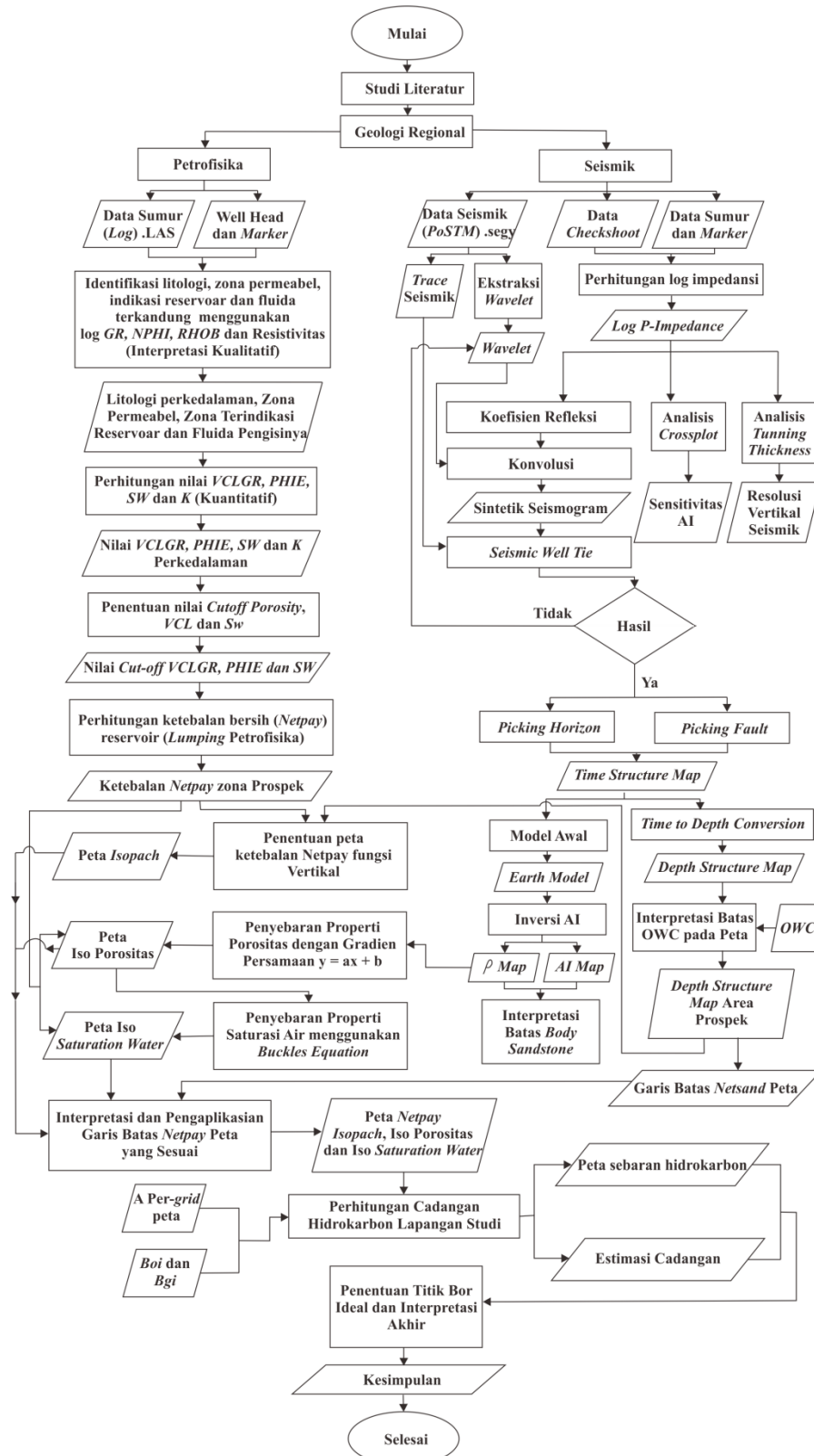
Perhitungan cadangan hidrokarbon dilakukan setelah didapatkan peta sebaran properti reservoir yakni peta *netpay isopach*, peta *netpay* porositas dan peta *netpay* saturasi air (S_w). Formula yang digunakan adalah formula *OOIP* (*Original Oil in Place*) untuk cadangan minyak dan *OGIP* (*Original Gas in Place*) untuk cadangan gas dengan nilai B_{oi} dan B_{gi} diketahui.

4. Interpretasi Data

Interpretasi data yang penulis lakukan dalam penelitian kali ini adalah interpretasi *AI*, interpretasi garis batas *netpay* pada peta, interpretasi hasil lumping serta interpretasi akhir pada peta sebaran hidrokarbon. Pada tahap interpretasi juga dilakukan tahap *Quality Control* (*QC*) hasil pengolahan. *QC* dilakukan pada tahap pengolahan data seismik yakni *QC* inversi *AI*.

D. Diagram Alir

Diagram alir penelitian dapat dilihat pada Gambar 41 berikut,



Gambar 41. Diagram alir penelitian

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

A. Kesimpulan

Dari penelitian yang telah dilakukan, disimpulkan bahwa:

1. Inversi *AI* dinilai kurang sensitif untuk memisahkan antara batupasir dan shale pada lapangan Bisma sehingga hasil sebaran *body sandstone* hasil inversi *AI* tidak digunakan sebagai patokan utama dalam penelitian berikutnya. Namun *AI* dinilai lebih sensitif dalam memisahkan zona *porous*.
2. Lapisan S dan W3 sebagai zona terget teridentifikasi prospek minyak berdasarkan hasil interpretasi data petrofisika. Dimana sumur 260, 290 dan 291 menunjukkan indikasi minyak pada lapisan S dan sumur 228 serta 257 menunjukkan indikasi minyak pada lapisan W3. Perbedaan lapisan yang terindikasi dikarenakan jarak dan posisi sumur. Hasil *lumping* menunjukkan lapisan W3 memiliki ketebalan reservoir lebih tebal daripada lapisan S. Yakni pada rentang 6.4 m hingga 11.4 m untuk lapisan W3 dan 2.8 m hingga 4.2 m untuk lapisan S.
3. Pemodelan peta iso porositas dan saturasi air memiliki keseragaman pola dengan peta sebaran *AI* zona prospek. Adapun batas *body sandstone* akhirnya menggunakan batas yang ditunjukkan oleh peta sebaran porositas dikarenakan *AI* tidak menunjukkan batas porositas efektif prospek dan batas

body sandstone pada peta saturasi air dinilai kurang efektif. Batas *body sandstone* peta porositas digunakan sebagai *cut-off* untuk memperoleh peta *netpay* tiap parameter.

4. Perhitungan cadangan dilakukan secara volumetrik pada lapisan target dengan prospek utama minyak. Hasil perhitungan cadangan minyak untuk lapisan S adalah 21.1 juta *barrel* dan lapisan W3 sebesar 50.2 juta *barrel*. Cadangan minyak lapangan Bisma adalah hasil akumulasi keduanya dengan nilai 71.3 juta *barrel*. Penentuan posisi sumur bor sebagai fungsi *develpoment area* ataupun produksi pada penelitian ini dilakukan dengan cara memerhatikan area reservoir dengan akumulasi minyak dalam jumlah besar.

B. Saran

Berdasarkan pembahasan pada Bab sebelumnya, penulis menyarankan agar dilakukan penelitian lebih lanjut dengan menambah jumlah sumur eksplorasi guna meningkatkan keakuratan data dan hasil pengolahan. Disarankan untuk melengkapi hasil uji laboratorium pada penelitian lanjutan yaitu nilai *cut-off* maupun nilai *Rw* dengan alasan untuk meningkatkan validitas data.

DAFTAR PUSTAKA

- Anggriawan, F. 2016. *Analisis Penyebaran Reservoir Batupasir Formasi Talang Akar Dengan Menggunakan Metode Seismik Inversi Impedansi Akustik dan Seismik Multiatribut pada Lapangan FA, Cekungan Sumatera Selatan*. Skripsi sarjana Fakultas Teknik (FT) Universitas Lampung: Tidak diterbitkan.
- Argakoesoemah, R.M.I., dan Kamal, Asril. 2004. Ancient Talang Akar Deepwater Sediments in South Sumatra Basin: A New Exploration Play. *Proceedings Deepwater and Frontier Exploration in Asia and Australia Symposium: Indonesian Petroleum Association*, DFE04-OR-009, p. 1 – 17.
- Asquith, G. dan Gibson, C. 1982. *Basic Well Log for Geologists*. The American Association of Petroleum Geologists (AAPG): USA
- Asquith, G. dan Krygowski, D. 2004. *Basic Well Log Analysis : Second Edition*. The American Association of Petroleum Geologists (AAPG): Oklahoma.
- Astuti, W., Jamali, A. dan Amin, M. 2007. Desalinasi Air Payau Menggunakan Surfactant Modified Zeolite (SMZ). *Jurnal Zeolit Indonesia*, 6 (1), p. 32 – 37.
- Baiyegunhi, C., Oloniniyi, T.L. dan Gwavava, O. 2014. The correlation of dry density and porosity of some rocks from the Karoo Supergroup: A case study of selected rock types between Grahamstown and Queenstown in the Eastern Cape Province, South Africa. *IOSR Journal of Engineering (IOSRJEN)*, 04 (12), p. 30 – 40.
- Barber, A.J., Crow, M.J. dan Milsom, J.S. 2005. *Sumatra; Geology, Resources and Tectonic Evolution*. The Geological Society: London.
- Bemmelen, R.W.V. 1949. *The Geology of Indonesia Volume II: Economic Geology*. Government Printing Office: The Hague.
- Berry, J.K. 2004. Bridging GIS and Map Analysis: Identifying and Utilizing Spatial Relationships. *ASPRS Annual Conference*, p. 1 – 9.

- Bishop, M.G. 2001. *South Sumatera Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System*. USGS: Colorado.
- Budiarto, E., Pranata, E., Putra, R.A., Hendyantoro, R., Praja, A.A.S. dan permana, A.W. 2015. *Tutorial Petrel dan Interactive Petrophysic*. Laboratorium Geologi Minyak dan Gas Bumi Fakultas Teknik Universitas Diponegoro: Semarang
- Cordsen, A. dan Pierce, J. 2000. *Planning land 3D seismic surveys*. SEG Geophysical Developments : USA
- Dake, L.P. 1998. *Fundamentals of Reservoir Engineering, Shell Learning and Development*. Elsevier Science: Amsterdam
- Dewanto, O. 2009. *Buku Ajar Well Logging*. Universitas Lampung: Lampung.
- Doust, H. dan Noble, R.A. 2008. Petroleum Systems of Indonesia. Marine and Petroleum Geology. *Elsevier - Marine and Petroleum Geology*, 25, p. 103 - 129.
- Dwiyono, I. F. dan Winardi, S. 2014. Prosiding Seminar Nasional Kebumihan ke-7 UGM: Kompilasi Metode Water Saturation dalam Evaluasi Formasi. *Prosiding Seminar Nasional Kebumihan ke-7 UGM*. M2P-03, p. 420 – 437.
- Ellis, D.V. dan Singer, J.M. 2008. *Well Logging for Earth Scientists: Second Edition*. Springer: Dordrecht, The Netherlands.
- Fatkurrochman, R.I. 2010. *Aplikasi Inversi AI Terhadap Karakterisasi Porositas Lapangan IWR Cekungan Sumatera Tengah*. Tesis Magister Geofisika Reservoir Universitas Indonesia. Tidak diterbitkan.
- Gaol, P. L. 2016. *Karakterisasi Reservoir untuk Menentukan Zona Prospek Berdasarkan Data Seismik dan Data Sumur Menggunakan Metode Inversi Akustik Impedansi (AI) dan Analisa Multiatribut Studi Kasus Formasi Talang Akar Lapangan FL Cekungan Sumatera Selatan*. Skripsi Sarjana FMIPA Universitas Gadjah Mada: tidak diterbitkan.
- Ginger, D. dan Fielding, K. 2005. The Petroleum Systems and Future Potential of the South Sumatera Basin. *Proceedings Indonesian Petroleum Association 2005*, IPA05-G-039, p. 67 – 89.
- 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: Edisi Revisi-8*. Schlumberger Oil Services: Indonesia
- Hidayat, N. dan Naryanto, H.S. 1997. Tektonik dan Pengaruhnya Terhadap Gempa di Sumatera Bagian Selatan. *Jurnal Alami*, 2 (3), p. 8 – 12.
- Holmes, M., Holmes A. dan Holmes, D. 2009. Relationship between Porosity and Water Saturation: Methodology to Distinguish Mobile from Capillary Bound Water. *Procedings AAPG Annual Convention and Exhibition, Denver, Colorado 2009*, p. 1 – 10.
- Lewis, E. L. dan Perkin, R. G. 1976. *Salinity – Its Definition and Calculation*. Institute of Ocean Sciences, Patricia Bay: Victoria B.C.
- 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*. 8 (3), p. 87 – 90.
- Pamungkas, W. 2012. Aktivitas Osmoregulasi, Respons Pertumbuhan, dan Energetic Cost pada Ikan yang Dipelihara Dalam Lingkungan Bersalinitas. *Jurnal Media Akuakultur*, 7 (1), p. 44 – 51.
- Pulunggono, A., Haryo S. dan Kosuma, C.G. 1992. Proceedings Indonesian Petroleum Association: Pre-Tertiary and Tertiary Fault Systems as a Framework of the South Sumatera Basin; a Study of SAR-Maps. *Proceedings Indonesian Petroleum Association 1992*, IPA92-11.37, p. 339 – 360.
- Purwaningsih, M.E.M., Mujihardi, B., Prasetya, L., Suseno, W.A. dan Sutadiwiria, Y. 2006. Proceedings Jakarta 2006 International Geosciences Conference and Exhibition: Structural Evolution of the Jambi Sub-basin; a Rotated Strike-slip Mechanism. *Proceedings Jakarta 2006 International Geosciences Conference and Exhibition*, Jakarta06-OT-60.
- Rider, M. 1996. *The Geological Interpretation of Well Logs : Second Edition*. Interprint Ltd.: Malta.
- Ryan, H. 1994. *Ricker, Ormsby, Klauder, Butterworth – A Choice of Wavelets*. CSEG Recorder Hi-res Geocpsulting
- Santoso, H. 2009. *Analisis Korelasi Berdasarkan Koefisien Kontingensi C Menurut Creamer dan Simulasinya*. Skripsi Sarjana FMIPA Universitas Negeri Semarang: tidak diterbitkan.
- Schlumberger. 1989. *Log Interpretation Principles / Applications*. Schlumberger Wireline & Testing : Texas.
- Shearer, P. 2009. *Introduction to Seismology; Secobd Edition*. Cambridge University Press : UK.

- Simm, R. dan Bacon, M. 2014. *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*. Cambridge University Press: UK.
- Telford, W.M., Geldart, L.P. dan Sheriff, R. E. 1990. *Applied Geophysics Second Edition*. Cambridge University Press: Australia.
- Triwibowo, B. 2010. Cut-off Porositas, Volume Shale, dan Saturasi Air untuk Perhitungan Netpay Sumur O Lapangan C Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Ilmiah MTG*, 3 (2).
- Triyanto, D. 2016. *Evaluasi Formasi Untuk Menentukan Cadangan Hidrokarbon Pada Reservoir Karbonat Lapangan "X" Menggunakan Data Well Logging dan Petrofisika*. Skripsi Sarjana FT Universitas Lampung: tidak diterbitkan.
- Ulum, Y.N., Hastuti, E.W.D. dan Herlina, W. 2012. Studi Evaluasi Data Logging dan Sifat Petrofisika Untuk Menentukan Zona Hidrokarbon Pada Lapisan Batupasir Formasi Duri Lapangan Balam South, Cekungan Sumatera Tengah. *Jurnal Universitas Sriwijaya*. Universitas Sriwijaya.
- Vidhotomo, E., Juwono, A.M. dan Mekarsari, R. 2011. Analisis Petrofisika dan Perhitungan Cadangan Minyak pada Lapangan "BEAR" Cekungan Sumatera Tengah; Studi Kasus PT Chevron Pacific Indonesia. *Jurnal Chevron Indonesia*. p. 1- 14.