

**ESTIMASI CADANGAN MIGAS
BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA DAN
INTERPRETASI SEISMİK PADA FORMASI TALANG AKAR
DAN FORMASI LEMAT DI LAPANGAN “RF”
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**
(Skripsi)

Oleh

**Sidharta Pratiknyo
1415051066**



**KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI, DAN PENDIDIKAN TINGGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2018**

**ESTIMATION OF OIL AND GAS RESERVES
BASED ON PETROPHYSICAL ANALYSIS AND SEISMIC
INTERPRETATION ON TALANG AKAR FORMATION AND
LEMAT FORMATION IN “RF” FIELD
SOUTH SUMATERA BASIN**

By

Sidharta Pratiknyo

ABSTRACT

Estimation of probable reserves in the Field “RF” is indispensable for the development of the field and increase the productivity of oil and gas in the petroleum field. This research aims to calculation reserves of oil and gas in the Field “RF” by volumetric method using physical quantities and net to gross (N/G) obtained from petrophysical analysis and seismic interpretation to gain bulk volume reservoir. These parameters are used to define of petroleum reserves (OOIP) and gas reserves (OGIP) on Talang Akar Formation and Lemat Formation in the area of research. Based on the analysis of qualitative data logs, it is known that lithology evolve on area of research that is sandstone and shale. From quantitative analysis is known the quality of reservoir is quite well on a layer of reservoir zone target, an average value of shale volume content (Vsh) below 30%, effective porosity above 12%, effective water saturation (Sw) below 70%, permeability above 13 mD with oil and gas content. From the petrophysical analysis is known three zone of reservoir in the area of research that is TAF-SS-A, TAF-SS-B and LEMAT-SS. Based on the results of seismic interpretation is known that geological structure evolve in the area of research is the normal fault towards northeast-southwest and northwest-southeast. Each structure in general relatively detached with GOC (Gas Oil Contact) boundaries or OWC (Oil Water Contact) boundaries are different. Based on the results of the calculation of the oil and gas reserves with the volumetric method, a total of OOIP on Lemat Formation is 7.85 MMSTB and a total OGIP on Talang Akar Formation is 1.343,15 MMSCF.

Keywords: Petrophysical Analysis, Seismic Interpretation, Net to Gross, Original Oil In Place (OOIP), Original Gas In Place (OGIP).

**ESTIMASI CADANGAN MIGAS
BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA DAN
INTERPRETASI SEISMIK PADA FORMASI TALANG AKAR
DAN FORMASI LEMAT DI LAPANGAN “RF”
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Oleh

Sidharta Pratiknyo

ABSTRAK

Estimasi jumlah cadangan terkira pada Lapangan “RF” sangat diperlukan untuk pengembangan lapangan dan meningkatkan produktivitas cadangan minyak dan gas bumi pada lapangan minyak bumi tersebut. Penelitian ini bertujuan untuk menghitung cadangan minyak dan gas bumi pada Lapangan “RF” dengan metode volumetrik menggunakan besaran fisis dan *net to gross* (N/G) yang diperoleh dari analisis petrofisika serta interpretasi seismik untuk memperoleh *volume bulk* reservoir. Parameter tersebut digunakan untuk menentukan besar cadangan minyak bumi (OOIP) dan gas bumi (OGIP) pada Formasi Talang Akar dan Formasi Lemat di daerah penelitian. Berdasarkan analisis kualitatif data log diketahui bahwa litologi yang berkembang pada daerah penelitian yaitu batupasir dan serpih. Dari analisa kuantitatif diketahui bahwa kualitas reservoir cukup baik pada lapisan zona target, secara rata-rata nilai kandungan volume serpih (V_{sh}) di bawah 30%, porositas efektif di atas 12%, saturasi air efektif (S_w) di bawah 70%, permeabilitas di atas 13 mD dengan kandungan minyak dan gas bumi. Dari analisis petrofisika diketahui tiga zona reservoir di daerah penelitian yaitu TAF-SS-A, TAF-SS-B dan LEMAT-SS. Berdasarkan hasil interpretasi seismik diketahui bahwa struktur geologi yang berkembang pada daerah penelitian adalah sesar normal yang berarah timurlaut-baratdaya dan baratlaut-tenggara. Masing-masing struktur secara umum relatif terpisah dengan batas GOC (*Gas Oil Contact*) ataupun batas OWC (*Oil Water Contact*) yang berbeda. Berdasarkan hasil perhitungan cadangan minyak dan gas bumi dengan metode volumetrik, total OOIP pada Formasi Lemat sebesar 7.85 MMSTB dan total OGIP pada Formasi Talang Akar sebesar 1.343,15 MMSCF.

Kata Kunci: Analisis Petrofisika, Interpretasi Seismik, *Net to Gross*, *Original Oil In Place* (OOIP), *Original Gas In Place* (OGIP).

**ESTIMASI CADANGAN MIGAS
BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA DAN
INTERPRETASI SEISMİK PADA FORMASI TALANG AKAR
DAN FORMASI LEMAT DI LAPANGAN “RF”
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Oleh

SIDHARTA PRATIKNYO

Skripsi

Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar

SARJANA TEKNIK

Pada

Jurusan Teknik Geofisika

Fakultas Teknik Universitas Lampung



**KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI, DAN PENDIDIKAN TINGGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2018**

Judul Skripsi

**: ESTIMASI CADANGAN MIGAS
BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA
DAN INTERPRETASI SEISMIK PADA
FORMASI TALANG AKAR DAN FORMASI
LEMAT DI LAPANGAN "RF" CEKUNGAN
SUMATERA SELATAN**

Nama Mahasiswa

: Sidharta Pratiknyo

Nomor Pokok Mahasiswa : 1415051066

Jurusan

: Teknik Geofisika

Fakultas

: Teknik

MENYETUJUI

1. Komisi Pembimbing

Pembimbing I

Pembimbing II

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

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

NIP 19661222 199603 1 001

NIP 19750911 200012 1 002

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

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

NIP 19750911 200012 1 002

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

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



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



Penguji Bukan Pembimbing : Dr. Muh. Sarkowi, S.Si., M.Si.



2. Dekan Fakultas Teknik



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



Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 20 April 2018

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, 23 April 2018



Sidharta Pratiknyo

RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di Desa Gantiwarno, Kecamatan Pekalongan, Kabupaten Lampung Timur, pada tanggal 14 Oktober 1995. Penulis merupakan anak kedua dari dua bersaudara sebagai buah kasih dari pasangan Bapak Puji Santoso dan Ibu Endang Sri Wahyuni.

Jenjang pendidikan penulis dimulai dengan menyelesaikan pendidikan Taman Kanak-Kanak (TK) pada tahun 2002 di TK Dharma Wanita Desa Gantiwarno, dilanjutkan ke jenjang Sekolah Dasar di SD Negeri 2 Gantiwarno yang selesai pada tahun 2008. Selanjutnya, penulis menempuh pendidikan Sekolah Menengah di SMP Negeri 1 Pekalongan hingga tahun 2011 dilanjutkan di SMA Negeri 1 Kota Metro hingga tahun 2014.

Pada tahun yang sama penulis terdaftar sebagai mahasiswa Program S1 Reguler Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung melalui jalur SBMPTN. Penulis terdaftar sebagai anggota bidang Sains dan Teknologi pada periode 2015/2016 di HIMA TG Bhuwana Unila, Anggota Bidang Sains dan Teknologi Badan Eksekutif Mahasiswa Fakultas Teknik (2015-2016), Anggota Divisi Kerohanian UKM-Buddha Universitas

Lampung (2015-2016). Selain itu, penulis juga bergabung menjadi *staff Workshop* di *Society of Exploration Geophysicist (SEG) SC Unila* (2016-2017) dan *staff Course Division* di *American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Unila SC* (2016-2017). Pada periode yang sama, penulis menjabat sebagai Sekretaris Bidang dan sekaligus Ketua Bidang Multimedia Informasi di HIMA TG Bhuwana Universitas Lampung serta Ketua Divisi Kerohanian UKM-Buddha Universitas Lampung untuk periode kepengurusan 2016/2017.

Selain itu, penulis juga ditetapkan sebagai Koordinator Asisten Praktikum Eksplorasi Geolistrik pada Semester Genap 2016/2017 dan pada Semester Ganjil 2017/2018. Pada Januari 2017, penulis melakukan Kuliah Kerja Nyata (KKN) di Desa Negeri Ratu, Kecamatan Pubian, Kabupaten Lampung Tengah dan menjabat sebagai Wakil Koordinator Desa. Di akhir masa studi, penulis ditetapkan sebagai Koordinator Asisten Praktikum Eksplorasi Geothermal dan Asisten Workshop Geofisika pada Semester Genap 2017/2018.

Penulis tercatat melakukan Praktik Kerja Lapangan (PKL) pada Maret 2017 di Bidang KP3T Eksploitasi 1 & 2 Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (PPPTMGB) “LEMIGAS” Jakarta dengan mengambil tema penelitian “**Penentuan Rank Coal Berdasarkan ASTM D388 Untuk Mengetahui Hubungan Kualitas Batubara Terhadap Kandungan Gas Metana Batubara**”. Pada Oktober 2017 hingga Januari 2018, penulis melakukan penelitian Tugas Akhir (TA) di

Bidang KP3T Eksplorasi 3 PPPTMGB “LEMIGAS” Jakarta hingga akhirnya penulis berhasil menyelesaikan pendidikan sarjananya pada tanggal 20 April 2018 dengan mengambil judul penelitian Tugas Akhir **“Estimasi Cadangan Migas Berdasarkan Analisis Petrofisika Dan Interpretasi Seismik Pada Formasi Talang Akar Dan Formasi Lemat Di Lapangan RF Cekungan Sumatera Selatan”**.

PERSEMBAHAN

Nammo Tassa Bhagavato Arahato Samma-Sambuddhassa

Puji syukur kupanjatkan kepada Sanghyang Adi Buddha, Tuhan Yang Maha Esa karena atas berkat dan karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan sebuah karya kecil ini yang telah dibuat dengan penuh perjuangan dan pengorbanan.

Kupersembahkan karya ini dengan tulus kepada :

Ayahanda Tercinta Bapak Puji Santoso dan Ibunda Tercinta Ibu Endang Sri Wahyuni

Bersama doa dan kemurnian cinta serta kasih sayang yang dipancarkan, tak akan pernah hilang dari dalam hatiku dan kehidupanku, hingga tak terbatas sampai nyawa lepas dikandung badan.

Kakakku, Budi Prasetyo, S. Pd.B

Terima kasih atas dorongan semangat dan motivasimu, yang selalu jadi penyemangat disela jenuhku serta mengajarkanku arti kembali dan kesabaran dalam hidup.

Teknik Geofisika Universitas Lampung 2014

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 bangga dengan kalian.

Keluarga Besar Teknik Geofisika Universitas Lampung

Almamater Tercinta, Universitas Lampung

Nammo Tassa Bhagavato Arahato Samma-Sambuddhassa

Manopubbaṅgamā dhammā, manoseṭṭhā manomayā

Manasā ce pasannena, bhāsati vā karoti vā

Tato naṃ sukhamanveti, chāyā'va anapāyini.

“Segala keadaan batin didahului oleh pikiran, dipimpin oleh pikiran, dan dibentuk oleh pikiran. Apabila seseorang berkata atau berbuat dengan pikiran baik, oleh karena itu kebahagiaan akan mengikutinya seperti bayang-bayang yang tidak pernah meninggalkan bendanya”

(Dhammapada Ayat 2 – Bab I Yamaka Vagga)

MOTTO

“Kepuasan terletak pada usaha dan jerih payah bukan terletak pada hasil. Berusaha dengan kerja keras sejatinya merupakan kemenangan yang hakiki”

(Mahatma Gandhi)

“Orang – orang yang sukses telah belajar membuat diri mereka melakukan hal – hal yang harus dikerjakan ketika hal itu memang harus dikerjakan, entah mereka menyukainya ataupun tidak”

(Aldus Huxley)

“Kegigihan, kerja keras, loyalitas, serta belajar dari kesalahan merupakan kombinasi yang hebat dalam meraih kesuksesan”

(Penulis)

KATA PENGANTAR

Namo Buddhaya, Salam Sejahtera,

Puji syukur kehadiran Sanghyang Adi Buddha, Tuhan Yang Maha Esa atas berkat, rahmat dan karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul **“Estimasi Cadangan Migas Berdasarkan Analisis Petrofisika Dan Interpretasi Seismik Pada Formasi Talang Akar Dan Formasi Lemat Di Lapangan RF Cekungan Sumatera Selatan”**. Skripsi ini merupakan hasil penelitian Tugas Akhir penulis di Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (PPPTMGB) “LEMIGAS” Jakarta sekaligus bagian dari persyaratan meraih gelar Sarjana Teknik Geofisika Universitas Lampung.

Harapan penulis dengan adanya penelitian ini semoga dapat menambah khazanah ilmu di bidang eksplorasi hidrokarbon terutama di bidang keilmuan geofisika, penulis menyadari masih banyak kekurangan dalam penulisan dan penyusunan skripsi ini. Karenanya, kritik dan saran sangat dibutuhkan guna membangun agar kedepannya penulis dapat lebih baik lagi. Demikian kata pengantar ini, semoga skripsi ini dapat bermanfaat untuk masa kini dan mendatang. Namo Buddhaya.

Penulis

Sidharta Pratiknyo

SANWACANA

Dengan penuh rasa syukur, penulis panjatkan kehadiran Tuhan Yang Maha Esa, karena atas limpahan rahmat dan karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan laporan Tugas Akhir (TA) hingga penulisan skripsi yang berjudul **“Estimasi Cadangan Migas Berdasarkan Analisis Petrofisika Dan Interpretasi Seismik Pada Formasi Talang Akar Dan Formasi Lemat Di Lapangan RF Cekungan Sumatera Selatan”**. Serta berbagai pihak telah memberikan banyak kontribusi dalam penulisan skripsi ini, sehingga pada sanwacana kali ini penulis ingin menyampaikan terima kasih kepada:

1. Bapak Prof. Dr. Suharno, M.S., M.Sc., Ph.D. selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Lampung.
2. Bapak Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si. selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung dan selaku Pembimbing II dalam Penelitian Skripsi.
3. Bapak Dr. Ordas Dewanto S.Si., M.Si. selaku Pembimbing I dalam Penelitian Skripsi dan selaku Pembimbing Akademik selama penulis menempuh pendidikan di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
4. Bapak Dr. Muhammad Sarkowi, S.Si., M.Si. selaku Penguji dalam Penelitian Skripsi.

5. Seluruh Dosen Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah membekali penulis dengan ilmu dan pengetahuan sehingga dapat tercapainya laporan Penelitian Skripsi ini.
6. Para Staf Administrasi Jurusan Teknik Geofisika Unila, makasih Babeh.
7. Ibu dan Ayah tercinta yang tak henti-hentinya mendidik, berkorban, berdoa dan mendukung penulis dalam segala hal terutama dalam pendidikan dan finansial. Terima kasih atas motivasi dan dorongannya selama ini. Semoga selalu dilindungi dan diberkahi oleh Sanghyang Adi Buddha, Tuhan Yang Maha Esa.
8. Kakakku, Budi Prasetyo, S.Pd.B. yang terus memberikan semangat dan motivasi kepada penulis.
9. Bapak Sulistiono, M.Si. selaku pembimbing Tugas Akhir di Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (PPPTMGB) “LEMIGAS”.
10. Seluruh keluarga baru yang ada di PPPTMGB “LEMIGAS”, Mas Ninno, Mas Jamal, Mas Anggi, Mba Gipita, terimakasih sudah membantu penulis ketika gagal *processing*, instalasi *software*, sukses terus buat kalian.
11. *Partner* dalam Praktek Kerja Lapangan Gunawan, Def Marshal, Chintya Margareth, Agung A. S, sukses selalu buat kalian.
12. Teman-teman terbaik di UKM-U Buddha Universitas Lampung, Weldi, Jessie, Guntur, Ci Shanny, Ci Rika, Ko Jefery, Ko Selverico, Monica, Herbi, Steven, Cindy, Silvi, Billy, Dewi, Fiyan, Welly, Arica, Novicha, Edelyn, Sasha, Cucu, Candra, Vennesa, Sandy, Mele, Mei, Kurnia, Ian, Jeffrey, Hardi, Denny, yang telah memberi semangat hingga dapat diselesaikannya skripsi ini.

13. Sukses selalu buat Alfan, Malik, Khumairoh (Sri Rizky) *partner* satu jurusan di Lemigas, jangan lupain pengalaman TA *gengs*.
14. Teman-teman Negeri Ratu Squad (Ayu, Lisa, Merta, Suci, Rizky, Radindra), *Kance 40 hari*. Sukses selalu buat kalian.
15. Para *ledom* Karina Ayesha, Syendita Dwi C, Vania B, Dita Ayu, Othi Pratiwi, makasih *sist*, sukses juga buat *Bala-bala Squad*.
16. Teman-teman *Trainee Olympiade Squad*, Arif, Wisnu, Qodri, Andre, Rendi, Rama, *see you on top bro*.
17. Konco-konco *Kosan Behind Smansa*, Eryk, Arif, Danang, Prabu, Bilal, *Suwun cah doane, mugo podo sukses kabeh*.
18. ORL Jaya and Kecuu's family, *i know you're different gengs, but all of you is my friends, see you on top guys*.
19. GHOST55, sukses selalu buat kalian, meskipun sudah mulai sepi, semoga tetap kompak dan makin solid *cuy*.
20. Semua teman-teman Teknik Geofisika 2014 *Luar Biasa Biasa Diluar*, yang membuat penulis bangga menjadi bagiannya, semoga tetap solid dan menjaga persaudaraan hingga di masa tua. **Aku Bangga Bersama Kalian.**
21. *The last but not least*, Riana Fadhillah, makasih dukungan dan doanya.
22. 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, 23 April 2018

Penulis

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRACT	i
ABSTRAK	ii
HALAMAN JUDUL	iii
HALAMAN PERSETUJUAN	iv
HALAMAN PENGESAHAN	v
HALAMAN PERNYATAAN	vi
RIWAYAT HIDUP	vii
HALAMAN PERSEMBAHAN	x
MOTTO	xi
KATA PENGANTAR	xii
SANWACANA	xiii
DAFTAR ISI	xvi
DAFTAR GAMBAR	xx
DAFTAR TABEL	xxv
I. PENDAHULUAN	
A. Latar Belakang.....	1
B. Tujuan Penelitian.....	3
C. Batasan Masalah.....	4
D. Manfaat.....	4
E. Lokasi Daerah Penelitian	4
II. TINJAUAN PUSTAKA	
A. Lokasi Penelitian	5
B. Geologi Regional.....	5
C. Fisiografi Cekungan Sumatera Selatan.....	8
D. Stratigrafi Regional.....	10
1. Kelompok Pra-Tersier	12
2. Formasi Kikim Tuff dan Lemat Tua atau Lahat.....	14
3. Formasi Lemat Muda atau Lahat Muda	14
4. Formasi Talang Akar	15
5. Formasi Batu Raja	16
6. Formasi Gumai	17

7. Formasi Air Benakat.....	17
8. Formasi Muara Enim.....	18
9. Formasi Kasai.....	18
E. <i>Petroleum System</i> Cekungan Sumatera Selatan.....	20
1. Batuan Induk (<i>Source Rock</i>).....	21
2. Reservoar.....	21
3. Batuan Penutup (<i>Seal Rock</i>).....	22
4. Jebakan Hidrokarbon (<i>Trap</i>).....	22
5. Migrasi.....	23

III. TEORI DASAR

A. Konsep Dasar <i>Well Logging</i>	24
1. Pengertian Dasar.....	24
2. Log <i>Gamma Ray</i>	26
3. Log <i>Sonic</i>	28
4. Log <i>Density</i>	29
5. Log <i>Calliper</i>	32
6. Log <i>Spontaneous Potential</i>	33
7. Log <i>Resistivity</i>	35
a. Log Lateral.....	36
b. Log Induksi.....	37
8. Log Porositas.....	37
B. Analisis Petrofisika.....	39
1. <i>Volume Clay (Vcl)</i>	39
2. Porositas (ϕ).....	40
3. Derajat Kebasahan (<i>Wettabilitas</i>).....	43
4. Tekanan Kapiler (<i>Pc</i>).....	44
5. Permeabilitas (<i>K</i>).....	44
6. Saturasi Fluida (<i>Sf</i>).....	48
7. Saturasi Air (<i>Sw</i>).....	48
8. Resistivitas Air (<i>Rw</i>).....	50
9. <i>Cut-off Reservoar</i> dan <i>Lumping</i> Petrofisika.....	52
a. <i>Cut-off Vsh</i>	53
b. <i>Cut-off</i> Porositas.....	54
c. <i>Cut-off Sw</i>	54
d. <i>Lumping</i> Petrofisika.....	55
10. Hubungan Properti Reservoar.....	57
a. Hubungan Porositas Efektif (<i>PHIE</i>) terhadap <i>Bulk Density (RHOB)</i>	57
b. Hubungan Porositas Efektif (<i>PHIE</i>) terhadap Saturasi Air (<i>Sw</i>).....	57
C. Konsep Dasar Seismik.....	58
1. Konsep Dasar Gelombang Seismik.....	58
2. Hukum-Hukum Gelombang Seismik.....	60
a. Hukum <i>Snellius</i>	60
b. Prinsip <i>Huygens</i>	61
c. Prinsip <i>Fermat</i>	62

3. <i>Well to Seismic Tie</i>	63
4. <i>Wavelet</i> dan Polaritas.....	64
5. <i>Checkshot</i>	67
6. Seismogram Sintetik.....	68
D. Reservoir	69
1. Batuan Penyusun Reservoir	69
a. Batupasir.....	69
b. Batuan Karbonat.....	71
c. Batuan <i>Shale</i>	72
2. Jenis-jenis Perangkap Reservoir	72
a. Perangkap Struktur.....	73
b. Perangkap Stratigrafi.....	74
c. Perangkap Kombinasi.....	75
3. Fluida Pengisi Reservoir	76
E. <i>Fluid Contact</i> (Kontak Fluida dalam Reservoir).....	76
F. Perhitungan Cadangan Hidrokarbon	78
1. Metode Volumetrik.....	78
a. Cara <i>Pyramidal</i>	79
b. Cara <i>Trapezoidal</i>	79
2. Persamaan Perhitungan Volumetrik Hidrokarbon.....	80
a. <i>Original Oil In Place (OOIP)</i>	81
b. <i>Original Gas In Place (OGIP)</i>	81

IV. METODOLOGI PENELITIAN

A. Waktu dan Tempat Penelitian	82
B. Alat dan Bahan Penelitian	83
C. Prosedur Penelitian	83
1. Studi Literatur.....	83
2. Persiapan dan Pengumpulan Data	83
a. Data Sumur.....	84
b. Data Seismik	84
c. <i>Checkshot</i>	84
d. Data <i>Marker</i>	85
e. <i>Well Header</i>	85
f. <i>Software</i> dan <i>Hardware</i>	85
3. Pengolahan Data.....	86
a. Pengolahan Data Sumur dan Perhitungan Properti Petrofisika	86
b. Pengolahan Data Seismik dan Interpretasi Seismik.....	88
c. Perhitungan Cadangan Volumetrik	90
D. Diagram Alir Penelitian.....	91

V. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Pengolahan dan Analisis Petrofisika	93
1. Interpretasi Kualitatif.....	93
a. Penentuan Jenis Litologi dan Ketebalan Lapisan.....	97

b. Zona Porous Permeable dan Indikasi Reservoir.....	99
c. Fluida Pengisi Reservoir.....	99
2. Interpretasi Kuantitatif.....	100
a. Volume Lempung (V_{cl}).....	101
b. Porositas (ϕ)	105
c. Resistivitas Air (R_w)	108
d. Saturasi Air (S_w)	111
e. Permeabilitas (K).....	113
3. Cut-Off dan Lumping Petrofisika.....	119
a. Cut-Off Porositas (ϕ).....	119
b. Cut-Off Volume Shale (V_{sh}).....	121
c. Cut-Off Saturasi Air (S_w).....	123
d. Lumping Petrofisika	124
e. Modeling 3D Porositas Efektif ($PHIE$) dan Saturasi Air (S_w)	130
f. Korelasi Sumur ($Well\ Section$).....	132
g. Analisis Kontak Fluida Dalam Reservoir.....	134
B. Pengolahan dan Interpretasi Data Seismik	137
1. Analisa Wavelet dan Well Seismic Tie.....	137
2. Interpretasi Horizon dan Patahan pada Data Seismik	141
3. Interpretasi Peta Struktur Bawah Permukaan	144
a. Interpretasi dan Analisis Peta Struktur Horizon TAF-SS-A dan Peta Struktur Horizon TAF-SS-B	145
b. Interpretasi dan Analisis Peta Struktur Horizon LEMAT-SS.	147
c. Pemodelan Peta Gas-Oil Contact (GOC) dan Peta Oil-Water Contact (OWC).....	149
C. Perhitungan Volumetrik Cadangan Hidrokarbon	151

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

A. Kesimpulan.....	155
B. Saran	156

DAFTAR PUSTAKA

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 1. Sejarah Produksi Minyak di Indonesia.....	1
Gambar 2. Peta Cekungan di Daerah Sumatera dengan modifikasi.....	2
Gambar 3. Peta Cekungan Hidrokarbon Indonesia dan Area Penelitian dengan modifikasi	5
Gambar 4. Cekungan Sumatera Selatan dengan modifikasi	6
Gambar 5. Peta Sub-cekungan Sumatera Selatan	7
Gambar 6. Fisiografi Cekungan Sumatera Selatan dengan modifikasi.....	9
Gambar 7. Stratigrafi Cekungan Indonesia Bagian Selatan dan Barat dengan modifikasi	11
Gambar 8. Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Selatan dan Daerah Penelitian dengan modifikasi	13
Gambar 9. Penampang Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Selatan dan Daerah Penelitian dengan modifikasi	20
Gambar 10. Zona <i>Mudcake</i> pada Sumur Pemboran.....	25
Gambar 11. Zona <i>Infiltrasi</i> pada Sumur Pemboran.....	26
Gambar 12. Grafik <i>Log Gamma Ray</i> terhadap Respon Litologi	27
Gambar 13. Cara Kerja <i>Log Sonic</i>	28
Gambar 14. Grafik <i>Log Sonic</i> terhadap Respon Litologi	29
Gambar 15. Grafik <i>Log Density</i> terhadap Respon Litologi.....	31
Gambar 16. Respon <i>Log Calliper</i> terhadap Diameter Dinding Sumur	32

Gambar 17.	Respon <i>Log Resistivity</i> terhadap Litologi dan Perbedaan Air Formasi	35
Gambar 18.	Prinsip Kerja <i>Lateralog Resistivity</i>	36
Gambar 19.	Respon <i>Log Neutron Porosity</i> terhadap Litologi dan Perbedaan Fluida Pengisi Reservoir	38
Gambar 20.	Grafik Hubungan Permeabilitas dengan Ukuran Butir	47
Gambar 21.	<i>Cut-off Vsh</i>	53
Gambar 22.	<i>Cut-off</i> Porositas	54
Gambar 23.	<i>Lumping</i> Petrofisika.....	55
Gambar 24.	Teknik Dasar <i>Lumping</i> menggunakan Parameter Porositas sebagai Sumbu X dan <i>Vshale</i> sebagai Sumbu Y	56
Gambar 25.	Hubungan <i>RHOB</i> dan <i>PHIE</i>	57
Gambar 26.	Konsep Seismik Refleksi.....	59
Gambar 27.	Pemantulan dan Pembiasan Gelombang	60
Gambar 28.	Prinsip <i>Huygens</i>	62
Gambar 29.	Prinsip <i>Fermat</i>	63
Gambar 30.	Jenis – Jenis Fasa <i>Wavelet</i>	65
Gambar 31.	Jenis – Jenis <i>Wavelet</i> dan Spektra Amplitudo	66
Gambar 32.	Polaritas Standar <i>SEG</i> dan <i>European</i>	67
Gambar 33.	Kurva <i>Checkshot</i>	68
Gambar 34.	Sintetik Seismogram yang didapatkan dari Proses Konvolusi Koefisien Refleksi dengan <i>Wavelet</i>	69
Gambar 35.	Sortasi Batuan Pasir.....	71
Gambar 36.	Grafik Hubungan Ukuran Butir terhadap Porositas	71
Gambar 37.	Perangkap Struktur	73
Gambar 38.	Perangkap Stratigrafi Struktur.....	75

Gambar 39.	Perangkap Kombinasi Struktur.....	75
Gambar 40.	Skema <i>Fluid Contact</i> dalam Reservoir	77
Gambar 41.	Tampilan lembar kerja <i>software</i> Interactive Petrophysic (IP) versi 3.5 sebagai <i>window</i> pengolahan analisis petrofisika	88
Gambar 42.	Tampilan lembar kerja awal dan fungsi <i>well explorer</i> pada <i>software</i> Hampson Russell (HRS) CE8R1.	89
Gambar 43.	Tampilan lembar kerja <i>software</i> Petrel 2010.2.2 sebagai <i>window</i> pengolahan data seismik dan interpretasi seismik	90
Gambar 44.	Diagram Alir Penelitian.....	91
Gambar 45.	<i>Base Map</i> Area Penelitian Lapangan RF.....	92
Gambar 46.	Interpretasi kualitatif lapisan zona target Formasi Talang Akar dan Formasi Lemat sumur SP-1 pada tampilan <i>triple combo</i>	95
Gambar 47.	Interpretasi kualitatif lapisan zona target Formasi Talang Akar dan Formasi Lemat sumur SP-2 pada tampilan <i>triple combo</i>	95
Gambar 48.	Interpretasi kualitatif lapisan zona target Formasi Talang Akar dan Formasi Lemat sumur SP-3 pada tampilan <i>triple combo</i>	96
Gambar 49.	Interpretasi kualitatif lapisan zona target Formasi Talang Akar dan Formasi Lemat sumur SP-4 pada tampilan <i>triple combo</i>	96
Gambar 50.	Hasil <i>crossplot</i> NPHI vs RHOB dalam penentuan lithologi daerah penelitian pada tampilan <i>software</i> Interactive Petrophysic v3.5	98
Gambar 51.	<i>Chart</i> Schlumberger POR-16.	98
Gambar 52.	Perhitungan <i>Volume Clay (Vcl)</i> sumur SP-1	102
Gambar 53.	Perhitungan <i>Volume Clay (Vcl)</i> sumur SP-2	103
Gambar 54.	Perhitungan <i>Volume Clay (Vcl)</i> sumur SP-3	103
Gambar 55.	Perhitungan <i>Volume Clay (Vcl)</i> sumur SP-4	104
Gambar 56.	<i>Crossplot</i> LLD / PHIE dalam penentuan nilai R_w sumur SP-1	109
Gambar 57.	<i>Crossplot</i> LLD / PHIE dalam penentuan nilai R_w sumur SP-2	110

Gambar 58.	<i>Crossplot LLD / PHIE</i> dalam penentuan nilai R_w sumur SP-3	110
Gambar 59.	<i>Crossplot ILD / PHIE</i> dalam penentuan nilai R_w sumur SP-4	110
Gambar 60.	Hasil Akhir Pengolahan Petrofisika pada Lapisan Zona Target Sumur SP-1	115
Gambar 61.	Hasil Akhir Pengolahan Petrofisika pada Lapisan Zona Target Sumur SP-2	116
Gambar 62.	Hasil Akhir Pengolahan Petrofisika pada Lapisan Zona Target Sumur SP-3	117
Gambar 63.	Hasil Akhir Pengolahan Petrofisika pada Lapisan Zona Target Sumur SP-4	118
Gambar 64.	Penentuan <i>Cut-Off</i> Porositas Efektif Metode <i>Crossplot PHIE / K</i>	120
Gambar 65.	Penentuan <i>Cut-Off Volume Shale</i> Metode <i>Crossplot PHIE / VCLGR</i>	122
Gambar 66.	Penentuan <i>Cut-Off Sw</i> Metode <i>Crossplot PHIE / SW</i>	123
Gambar 67.	<i>Window Lumping</i> Data pada Lapisan Zona Target Sumur SP-1 ..	126
Gambar 68.	<i>Window Lumping</i> Data pada Lapisan Zona Target Sumur SP-2 ..	126
Gambar 69.	<i>Window Lumping</i> Data pada Lapisan Zona Target Sumur SP-3 ..	127
Gambar 70.	<i>Window Lumping</i> Data pada Lapisan Zona Target Sumur SP-4 ..	127
Gambar 71.	3D Average <i>PHIE Pay</i> Lapangan RF	130
Gambar 72.	3D Average <i>Sw Pay</i> Lapangan RF	131
Gambar 73.	<i>Well Section</i> pada Lapangan RF	133
Gambar 74.	Interpretasi Penentuan <i>Gas-Oil Contact</i> (-1328 TVDSS)	135
Gambar 75.	Interpretasi Penentuan <i>Gas-Oil Contact</i> dan <i>Oil-Water Contact</i> (-1355 TVDSS) dan (-1365 TVDSS)	135
Gambar 76.	Interpretasi Penentuan <i>Oil-Water Contact</i> (-1415 TVDSS)	136

Gambar 77.	<i>Ekstraksi Wavelet</i>	138
Gambar 78.	<i>Well to seismic tie</i> sumur SP-3 pada <i>software</i> Petrel 2010.2.2.....	139
Gambar 79.	<i>Well to seismic tie</i> sumur SP-3 pada <i>software</i> HRS CE8R1	139
Gambar 80.	<i>Well to seismic tie</i> sumur SP-4 pada <i>software</i> Petrel 2010.2.2.....	140
Gambar 81.	<i>Well to seismic tie</i> sumur SP-4 pada <i>software</i> HRS CE8R1	140
Gambar 82.	<i>Picking Horizon</i> pada lintasan seismik Line – 3	142
Gambar 83.	<i>Picking Fault</i> pada lintasan seismik Line-1	143
Gambar 84.	Peta Struktur Waktu pada Lapisan TAF-SS-A.....	145
Gambar 85.	Peta Struktur Kedalaman pada Lapisan TAF-SS-A	146
Gambar 86.	Peta Struktur Waktu pada Lapisan TAF-SS-B	146
Gambar 87.	Peta Struktur Kedalaman pada Lapisan TAF-SS-B	147
Gambar 88.	Peta Struktur Waktu pada Lapisan LEMAT-SS	148
Gambar 89.	Peta Struktur Kedalaman pada Lapisan LEMAT-SS	148
Gambar 90.	Peta <i>Gas-Oil Contact</i> (GOC) pada Lapisan TAF-SS-A.....	149
Gambar 91.	Peta <i>Gas-Oil Contact</i> (GOC) dan <i>Oil-Water Contact</i> (OWC) Pada Lapisan TAF-SS-B	150
Gambar 92.	Peta <i>Oil-Water Contact</i> (OWC) Pada Lapisan LEMAT-SS	150

DAFTAR TABEL

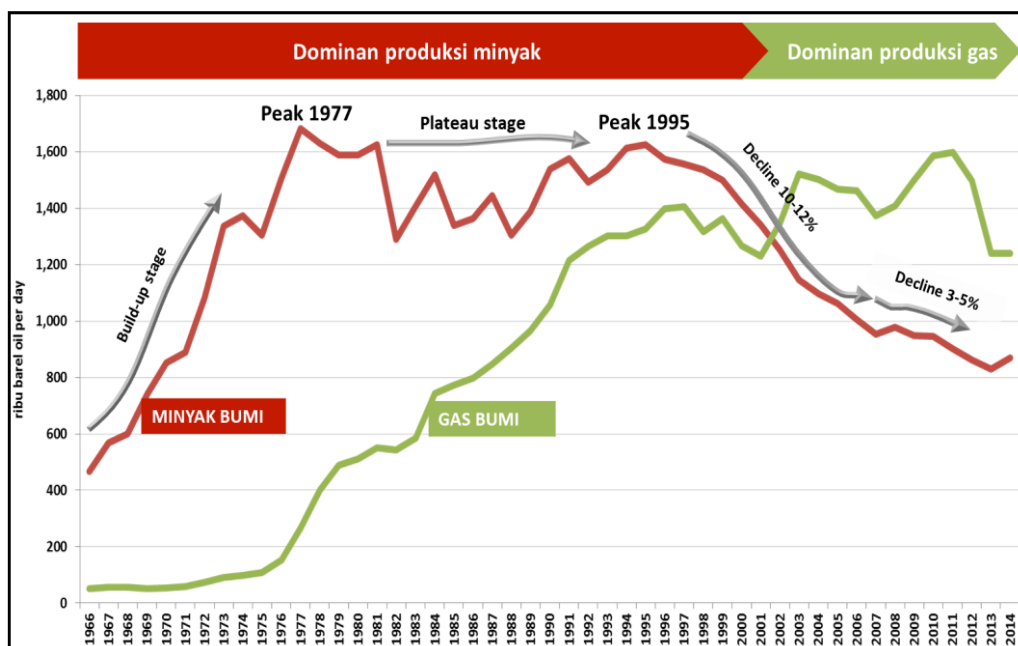
	Halaman
Tabel 1. Nilai Litologi Batuan terhadap Respon Log <i>Sonic</i>	28
Tabel 2. Densitas Matriks (ρ_{ma}) berbagai Litologi.....	42
Tabel 3. Skala Penentuan Baik atau Tidaknya Kualitas Nilai Porositas Batuan Suatu Reservoir.....	42
Tabel 4. Nilai Permeabilitas Berdasarkan Kualitas Secara Umum	47
Tabel 5. Nilai Porositas Batuan <i>Shale</i> berdasarkan Kedalaman	72
Tabel 6. <i>Time Schedule</i> Penelitian Tugas Akhir	82
Tabel 7. Kelengkapan Data Log Tiap Sumur Penelitian Lapangan RF	84
Tabel 8. Kandungan Lempung (V_{cl}) Lapisan Zona Target Lapangan RF	105
Tabel 9. Nilai Porositas Total ($PHIT$) dan Porositas Efektif ($PHIE$) Pada Lapisan Zona Target Terindikasi Reservoir	107
Tabel 10. Data <i>Well Header Analysis</i> pada Lapangan RF	109
Tabel 11. Komparasi Nilai R_w Data <i>Well Header</i> dan <i>Crossplot LLD / PHIE</i>	111
Tabel 12. Nilai Saturasi Air pada Lapisan Zona Target Terindikasi Reservoir.....	112
Tabel 13. Nilai Permeabilitas pada Lapisan Zona Target Terindikasi Reservoir.....	113
Tabel 14. Nilai <i>Cut-Off</i> Porositas Efektif pada Sumur Penelitian.....	121
Tabel 15. Nilai <i>Cut-Off Volume Shale</i> (V_{sh}) pada Sumur Penelitian.....	122

Tabel 16.	Nilai <i>Cut-Off Sw</i> pada Sumur Penelitian.....	124
Tabel 17.	Kompilasi Nilai <i>Cut-Off</i> Properti Reservoir Tiap Sumur Penelitian	125
Tabel 18.	<i>Cut-Off Reservoir Summary</i> Hasil <i>Lumping</i> Formasi Talang Akar.....	128
Tabel 19.	<i>Cut-Off Reservoir Summary</i> Hasil <i>Lumping</i> Formasi Lemat	129
Tabel 20.	Kompilasi <i>Cut-Off Reservoir Summary</i> Hasil <i>Lumping</i> Tiap Formasi	129
Tabel 21.	Kompilasi <i>Cut-Off Reservoir Summary</i> Hasil <i>Lumping</i> Tiap Sumur.....	129
Tabel 22.	Hasil <i>Well Seismic Tie</i>	140
Tabel 23.	Hasil <i>Velocity Modeling Time Structure Map</i>	144
Tabel 24.	Perhitungan <i>Volume Bulk</i> Formasi Talang Akar dan Formasi Lemat.....	152
Tabel 25.	Faktor Volume Formasi Minyak dan Gas Bumi Daerah Penelitian	152
Tabel 26.	Estimasi Cadangan Gas Bumi Formasi Talang Akar dan Formasi Lemat.....	153
Tabel 27.	Estimasi Cadangan Minyak Bumi Formasi Talang Akar dan Formasi Lemat.....	153

I. PENDAHULUAN

A. Latar Belakang

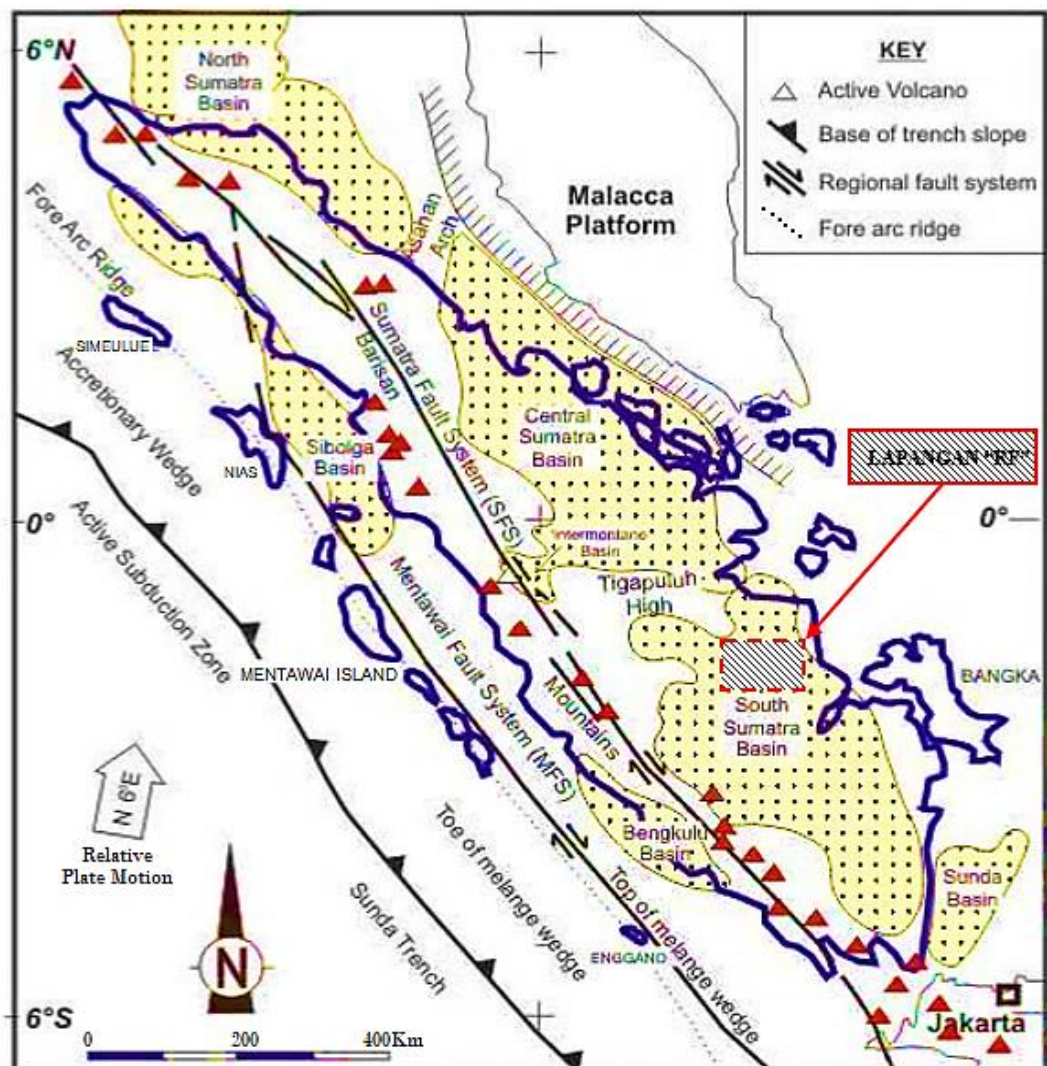
Minyak dan gas bumi masih menjadi sumber energi utama dunia hingga saat ini. Walaupun pemanfaatan sumber energi alternatif sekarang sudah mulai dikembangkan namun secara umum pola pikir masyarakat global masih menganggap bahan bakar fosil yang tidak terbarukan ini sebagai kebutuhan utama. Oleh karena tingginya kebutuhan hidup manusia akan sumber daya energi ini, selalu dilakukan peningkatan terhadap kegiatan eksplorasi dan eksploitasi serta pengembangan dalam suatu lapangan minyak agar diperoleh produksi yang lebih maksimal.



Gambar 1. Sejarah Produksi Minyak di Indonesia (KESDM, 2015).

Saat ini ketergantungan akan energi minyak bumi masih sangat tinggi, begitu pula di Indonesia. Akan tetapi peningkatan kebutuhan akan penyediaan minyak bumi tidak seimbang dengan kemampuan dalam memproduksi minyak bumi. Bahkan tingkat produktivitas semakin menurun dan sumur – sumur tua yang sebelumnya dianggap tidak layak produksi kini kembali ditinjau.

Lokasi dari penelitian ini berada pada Lapangan “RF” yang terletak di daerah Cekungan Sumatera Selatan. Lokasi penelitian dapat dilihat pada **Gambar 2**, dengan formasi yang menjadi obyek penelitian merupakan reservoir Formasi Talang Akar dan Formasi Lemat.



Gambar 2. Peta Cekungan di Daerah Sumatera (Bishop, 2000) dengan modifikasi.

Untuk meningkatkan produktivitas pada lapangan minyak bumi tersebut, studi geofisika dan geologi terus dilakukan. Adapun studi geofisika yang kerap dilakukan adalah analisis petrofisika dan interpretasi seismik. Analisis petrofisika merupakan hal yang penting dilakukan sebelum perhitungan cadangan. Analisis ini bertujuan untuk mengetahui parameter fisika batuan seperti kandungan serpih, porositas, permeabilitas dan saturasi air dalam suatu formasi. Sedangkan metode interpretasi seismik dilakukan untuk mendapatkan gambaran struktur bawah permukaan sehingga dapat menentukan bentuk lapisan prospek di bawah permukaan bumi. Berdasarkan analisis petrofisika dan interpretasi seismik tersebut dapat diestimasi apakah hidrokarbon yang terletak pada lapangan tersebut dapat menghasilkan energi yang besar dan bernilai ekonomis atau tidak.

B. Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menentukan zona reservoir berdasarkan interpretasi data log (analisis kualitatif petrofisika & analisis kuantitatif petrofisika).
2. Menentukan ketebalan bersih (*netpay zone*) setiap sumur berdasarkan analisis kuantitatif petrofisika dan mengintegrasikan ke dalam data seismik.
3. Pemodelan peta GOC (*gas oil contact*) dan peta OWC (*oil water contact*) berdasarkan peta *depth structure* dan interpretasi batas *gas oil contact* (GOC), batas *oil water contact* (OWC) serta batas *gas water contact* (GWC).
4. Menentukan besar cadangan volumetrik minyak bumi (OOIP) dan gas bumi (OGIP) menggunakan integrasi peta *depth structure*, nilai *gas oil contact* (GOC), nilai *oil water contact* (OWC) dan nilai *volume bulk reservoir* (Vb).

C. Batasan Masalah

Penelitian ini difokuskan pada analisis petrofisika terhadap data sumur pemboran dan interpretasi data seismik. Analisis petrofisika ini bertujuan memperoleh nilai properti batuan seperti kandungan serpih (V_{sh}), porositas batuan (ϕ), saturasi air (S_w), dan permeabilitas (K) serta nilai net to gross (N/G) suatu reservoir. Sedangkan interpretasi seismik dilakukan untuk memperoleh volume *bulk* reservoir (V_b) berdasarkan geometrinya. Proses analisis lain yang dilakukan hanyalah sebagai pendukung untuk memperoleh hasil akhir yang sesuai. Hasil akhir penelitian ini berupa besar cadangan hidrokarbon di tempat (OGIP dan OOIP) yang terkandung dalam suatu reservoir menggunakan metode perhitungan volumetrik.

D. Manfaat

Manfaat dari penelitian ini adalah *output* yang dihasilkan dapat digunakan sebagai acuan dalam perencanaan dan pengembangan lapangan serta untuk melihat nilai keekonomisan dari cadangan hidrokarbon hasil penelitian.

E. Lokasi Daerah Penelitian

Penelitian ini dilakukan di Bidang KP3T Eksplorasi 3 Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (PPPTMGB) "LEMIGAS" di Jl. Ciledug Raya Kav. 109 Cipulir, Kebayoran Lama, Jakarta Selatan. Dengan pusat kajian penelitian berada di daerah Cekungan Sumatera Selatan.

II. TINJAUAN PUSTAKA

A. Lokasi Penelitian

Lokasi pada penelitian ini berada di daerah Cekungan Sumatera Selatan dan terletak di Provinsi Sumatera Selatan dengan Ibu kota Palembang. Lokasi penelitian dapat ditunjukkan seperti pada **Gambar 3** dibawah ini:

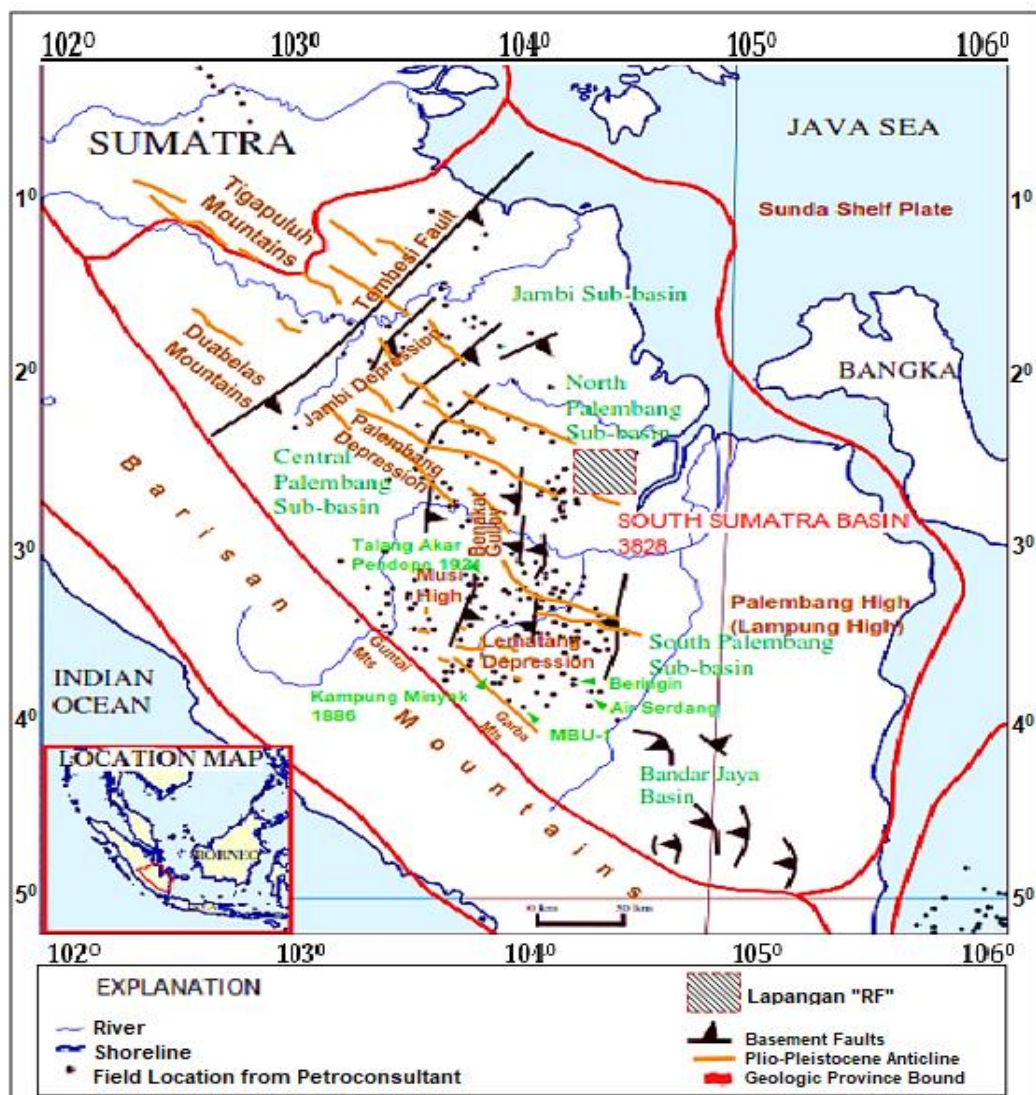


Gambar 3. Peta Cekungan Hidrokarbon Indonesia dan Area Penelitian (KESDM, 2011) dengan modifikasi.

B. Geologi Regional

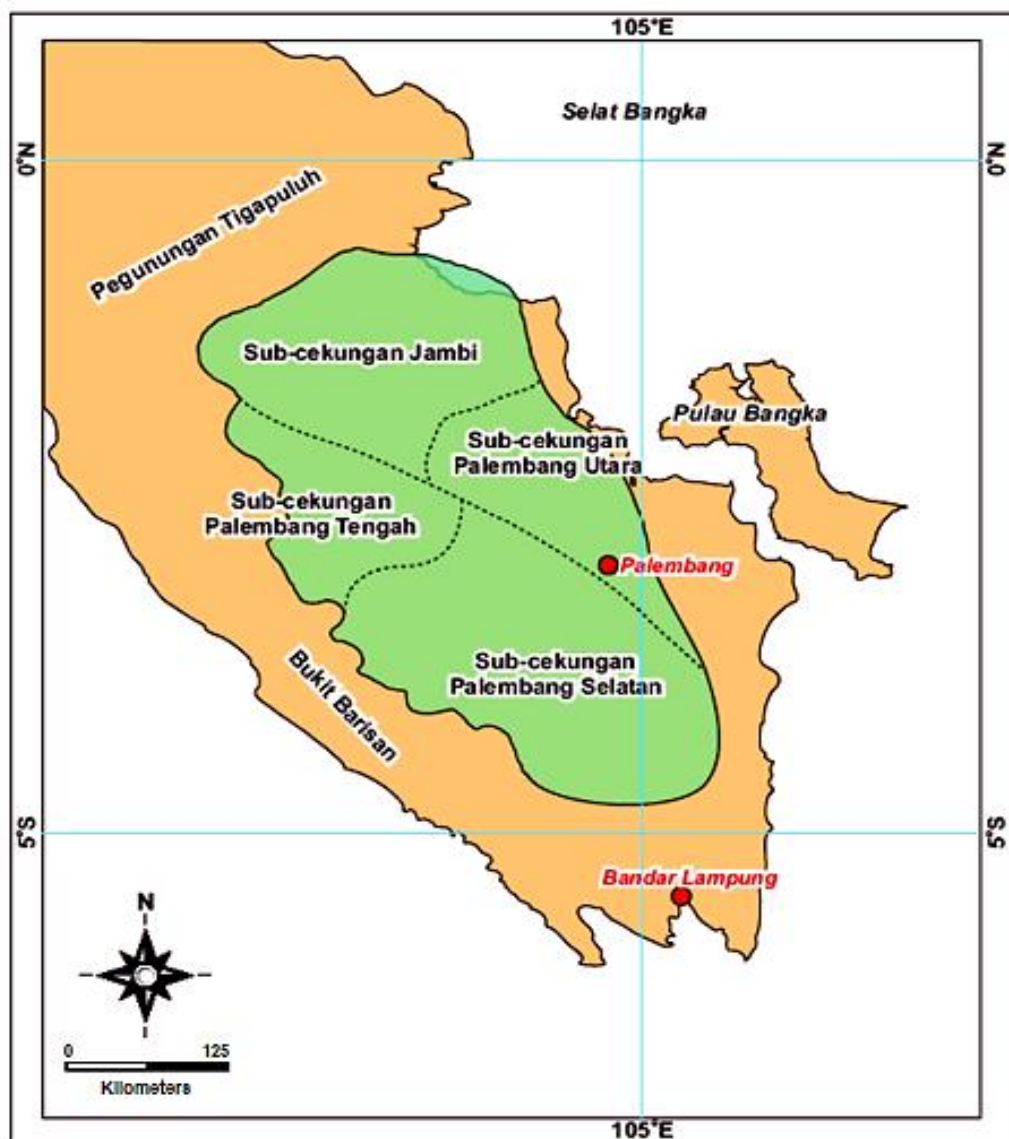
Geologi Cekungan Sumatera Selatan merupakan suatu hasil kegiatan tektonik yang berkaitan erat dengan penunjaman Lempeng Indo-Australia, yang bergerak ke arah utara hingga timur laut terhadap Lempeng Eurasia yang relatif

diam. Zona penunjaman lempeng meliputi daerah sebelah barat Pulau Sumatera dan selatan Pulau Jawa. Beberapa lempeng kecil (*micro-plate*) yang berada di antara zona interaksi tersebut turut bergerak dan menghasilkan zona *konvergensi* dalam berbagai bentuk dan arah. Penunjaman lempeng Indo-Australia tersebut dapat mempengaruhi keadaan batuan, morfologi, tektonik dan struktur di Sumatera Selatan. Tumbukan tektonik lempeng di Pulau Sumatera menghasilkan jalur busur depan magmatik dan busur belakang Sumatera (Bishop, 2001).



Gambar 4. Cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2001) dengan modifikasi.

Cekungan Sumatera Selatan ini merupakan cekungan busur belakang (*back-arc basin*) karena posisinya berada di belakang Pegunungan Barisan sebagai *volcanic-arc*. Cekungan ini terbentuk akibat hasil aktivitas tektonik, yakni penunjaman Lempeng Indo-Australia yang bergerak ke arah utara hingga timur laut terhadap Lempeng Eurasia yang cenderung diam. Penunjaman lempeng inilah dapat mempengaruhi keadaan geologi di daerah tersebut seperti litologi, morfologi, tektonik dan struktur di Cekungan Sumatera Selatan.



Gambar 5. Peta Sub-cekungan Sumatera Selatan (Pulungono, 1984).

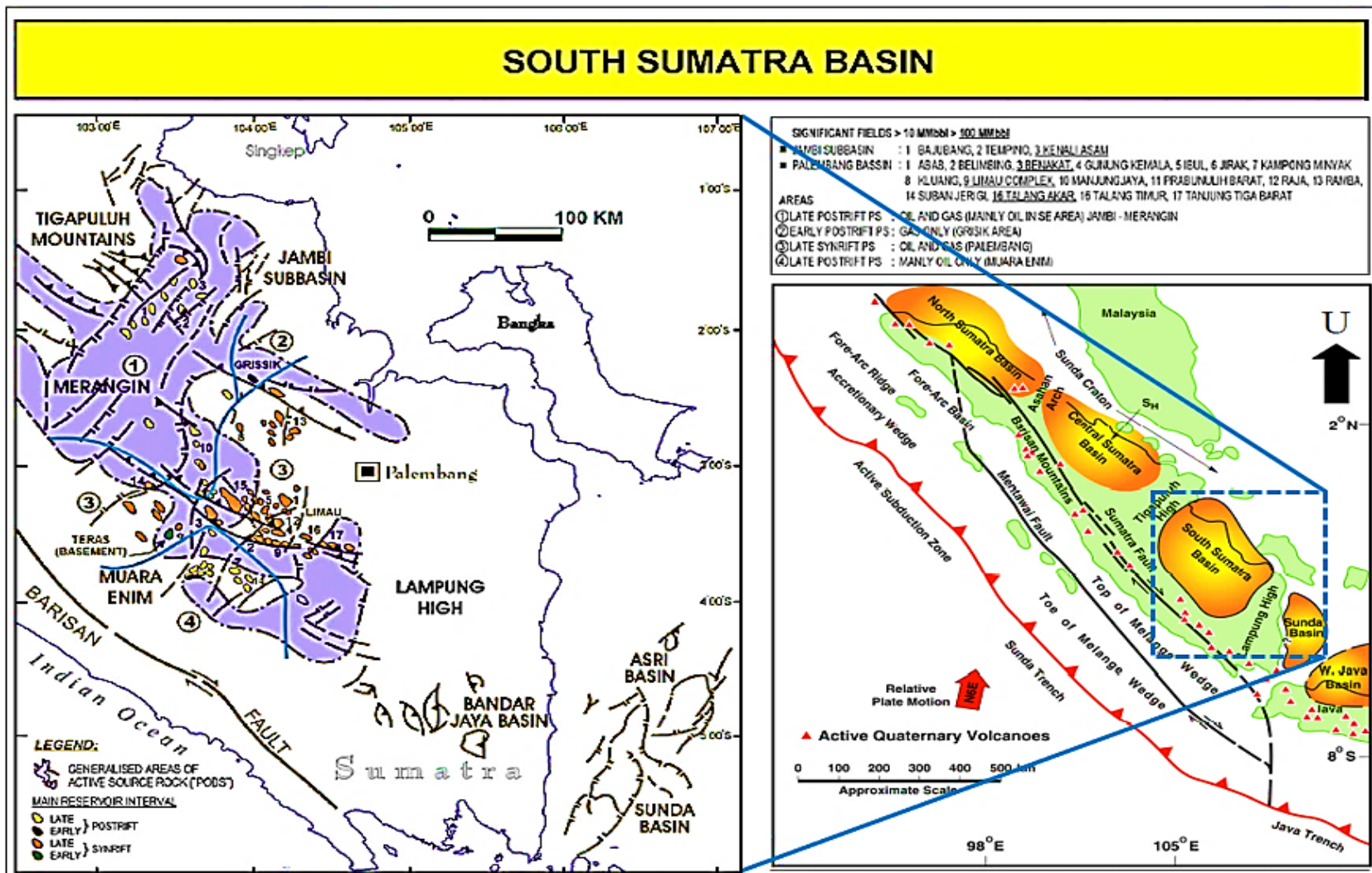
Cekungan Sumatera Selatan ini dibagi menjadi empat sub-cekungan, yaitu:

1. Sub-cekungan Jambi
2. Sub-cekungan Palembang Utara
3. Sub-cekungan Palembang Selatan
4. Sub-cekungan Palembang Tengah

Cekungan ini terdiri dari sedimen Tersier yang terletak tidak selaras (*unconformity*) di atas permukaan metamorfik dan batuan beku Pra-Tersier.

C. Fisiografi Cekungan Sumatera Selatan

Secara fisiografis Cekungan Sumatera Selatan merupakan Cekungan Tersier berarah barat laut-tenggara, yang dibatasi Sesar Semangko dan Bukit Barisan di sebelah barat daya, Paparan Sunda di sebelah timur laut, Tinggian Lampung di sebelah tenggara yang memisahkan cekungan tersebut dengan Cekungan Sunda, serta Pegunungan Dua Belas dan Pegunungan Tiga Puluh di sebelah barat laut yang memisahkan Cekungan Sumatera Selatan dengan Cekungan Sumatera Tengah. Daerah cekungan ini meliputi daerah seluas 330 x 510 km² dimana sebelah barat daya dibatasi oleh singkapan Pra-Tersier Bukit Barisan, di sebelah timur oleh Paparan Sunda (*Sunda Shield*), sebelah barat dibatasi oleh Pegunungan Tigapuluh dan ke arah tenggara dibatasi oleh Tinggian Lampung. Cekungan Sumatera Selatan telah mengalami tiga kali orogenesis, yakni pada zaman *Mesozoikum Tengah*, *Kapur Akhir – Tersier Awal* dan *Plio – Pleistosen* (Wisnu dan Nazirman, 1997).

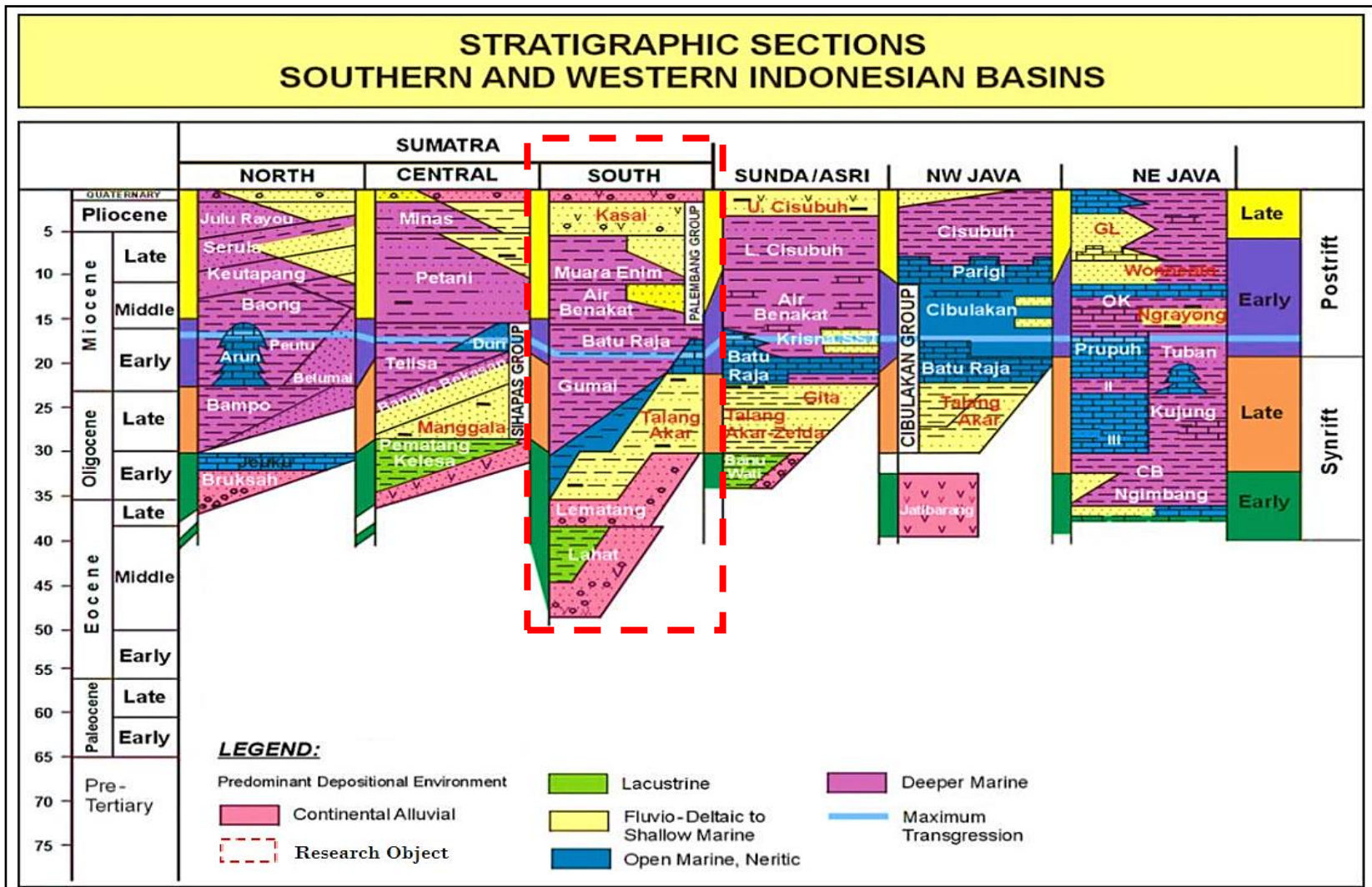


Gambar 6. Fisiografi Cekungan Sumatera Selatan (Doust dan Noble, 2008) dengan modifikasi.

D. Stratigrafi Regional

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

Pada dasarnya stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan terdiri dari satu siklus besar sedimentasi yang dimulai dari fase transgresi pada awal siklus dan fase regresi pada akhir siklusnya. Awalnya siklus ini dimulai dengan siklus *non-marine*, yaitu proses diendapkannya Formasi Lahat/Lemat pada Oligosen Awal dan setelah itu diikuti oleh Formasi Talang Akar yang diendapkan di atasnya secara tidak selaras. Fase transgresi ini terus berlangsung hingga *Miosen Awal*, dan berkembang Formasi Batu Raja yang terdiri dari batuan karbonat yang diendapkan pada lingkungan *back-reef*, lingkungan *fore-reef* dan lingkungan intertidal. Sedangkan untuk fase transgresi maksimum diendapkan Formasi Gumai bagian bawah yang terdiri dari *shale* laut dalam secara selaras di atas Formasi Batu Raja. Fase regresi terjadi pada saat diendapkannya Formasi Gumai bagian atas dan diikuti oleh pengendapan Formasi Air Benakat secara selaras yang didominasi oleh litologi batupasir pada lingkungan pantai dan delta. Cekungan Sumatera Selatan secara umum dipengaruhi oleh dua periode tektonik yang utama. Periode tektonik pertama adalah fase *rifting* yang terjadi pada *Eosen* hingga *Oligosen*, menghasilkan konfigurasi batuan dasar dengan arah *block faulting* baratlaut-tenggara dan *graben* berarah utara-selatan (*Benakat Gulley*) dalam Cekungan Sumatera Selatan.



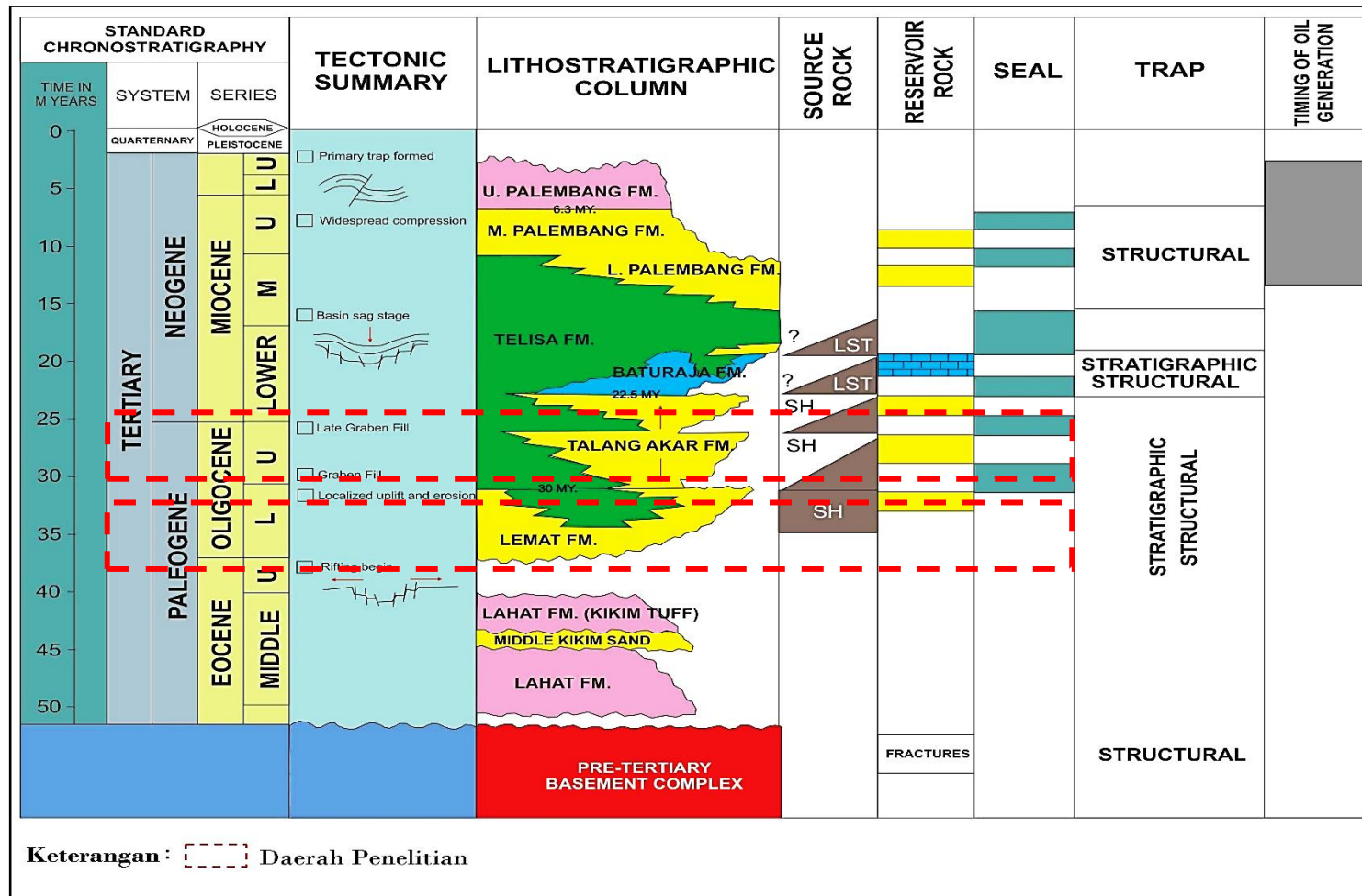
Gambar 7. Stratigrafi Cekungan Indonesia Bagian Selatan dan Barat (Doust dan Noble, 2008) dengan modifikasi.

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. Formasi yang terbentuk selama fase transgresi dikelompokkan menjadi Kelompok Telisa (Formasi Talang Akar, Formasi Batu Raja, dan Formasi Gumai). Kelompok Palembang diendapkan selama fase regresi (Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai), sedangkan Formasi Lemat dan *older* Lemat diendapkan sebelum fase transgresi utama. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan dapat dilihat pada **Gambar 7**.

Susunan stratigrafi daerah penelitian Cekungan Sumatera Selatan dari batuan yang tua ke batuan yang lebih muda menurut (De Coster, 1974) dapat diuraikan, sebagai berikut:

1. Kelompok Pra-Tersier

Formasi ini merupakan batuan dasar (*basement rock*) dari Cekungan Sumatera Selatan. Formasi ini tersusun atas batuan beku *Mesozoikum*, batuan metamorf *Paleozoikum* dan *Mesozoikum* serta batuan karbonat yang termetamorfosa. Hasil di beberapa tempat menunjukkan bahwa beberapa batuan berumur *Kapur Akhir* sampai *Eosen Awal*. Batuan metamorf *Paleozoikum-Mesozoikum* dan batuan sedimen mengalami perlipatan dan pensesaran akibat intrusi batuan beku selama episode *Orogenesa Mesozoikum Tengah (Mid-Mesozoikum)*.



Gambar 8. Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Selatan dan Daerah Penelitian (De Coster, 1974) dengan modifikasi.

2. Formasi Kikim Tuff dan Lemat Tua atau Lahat

Batuan tertua yang ditemukan pada Cekungan Sumatera Selatan adalah batuan yang berumur akhir *Mesozoik*. Batuan yang ada pada formasi ini terdiri dari batupasir tuffaan, konglomerat, breksi, dan lempung. Batuan-batuan tersebut kemungkinan merupakan bagian dari siklus sedimentasi yang berasal dari *continental*, akibat aktivitas vulkanik, dan proses erosi dan disertai aktivitas tektonik pada akhir Kapur-Awal *Tersier* di Cekungan Sumatera Selatan.

3. Formasi Lemat Muda atau Lahat Muda

Formasi Lemat tersusun atas klastika kasar berupa batupasir, batulempung, fragmen batuan, breksi, *granit wash*, terdapat lapisan tipis batubara, dan tuff. Semuanya diendapkan pada lingkungan kontinen. Sedangkan Anggota Benakat dari Formasi Lemat terbentuk pada bagian tengah cekungan dan tersusun atas serpih berwarna coklat abu-abu yang berlapis dengan serpih tuffaan (*tuffaceous shales*), batulanau, batupasir, terdapat lapisan tipis batubara dan batugamping (*stringer*). Glauconit diendapkan pada lingkungan *fresh-brackish*. Formasi Lemat secara normal dibatasi oleh bidang ketidakselarasan (*unconformity*) pada bagian atas dan bawah formasi. Kontak antara Formasi Lemat dengan Formasi Talang Akar yang diinterpretasikan sebagai *paraconformable*. Formasi Lemat berumur *Paleosen-Oligosen*, dan Anggota Benakat berumur *Eosen Akhir-Oligosen*, yang ditentukan dari *spora* dan *pollen*. Ketebalan formasi ini bervariasi, lebih dari 2500 kaki (lebih kurang 760 meter) pada Cekungan Sumatera Selatan

dan lebih dari 3500 kaki (1070 meter) pada zona depresi sesar di bagian tengah cekungan (diperoleh dari data seismik) (Pulunggono, 1984).

4. Formasi Talang Akar

Formasi Talang Akar terdapat di Cekungan Sumatera Selatan, formasi ini terletak di atas Formasi Lemat dan di bawah Formasi *Telisa* atau Anggota Basal batugamping *Telisa*. Formasi ini di beberapa tempat menindih selaras Formasi Lahat (De Coster, 1974), hubungan itu disebut *rumpang stratigrafi*. Ia juga menafsirkan hubungan stratigrafi diantara kedua formasi tersebut selaras terutama dibagian tengahnya, ini diperoleh dari data pemboran sumur Limau yang terletak di sebelah barat daya Kota Prabumulih. Formasi Talang Akar dibagi menjadi dua, yaitu : Anggota *Gritsand* terdiri atas batupasir, yang mengandung kuarsa dan ukuran butirnya pada bagian bawah kasar dan semakin atas semakin halus. Pada bagian teratas batupasir ini berubah menjadi batupasir konglomeratan atau breksian. Batupasir berwarna putih sampai coklat keabuan dan mengandung mika, terkadang terdapat selang-seling batulempung coklat dengan batubara, pada anggota ini terdapat sisa-sisa tumbuhan dan batubara, ketebalannya antara 40 – 830 meter. Sedimen-sedimen ini merupakan endapan fluviatil sampai delta (Spruyt, 1956).

Menurut Spruyt (1956), anggota transisi pada bagian bawahnya terdiri atas selang-seling batupasir kuarsa berukuran halus sampai sedang dan batulempung serta lapisan batubara. Batupasir pada bagian atas berselang-seling dengan batugamping tipis dan batupasir gampingan, napal, batulempung gampingan dan serpih. Anggota ini mengandung fosil-fosil

Molusca, *Crustacea*, sisa ikan foram besar dan foram kecil, diendapkan pada lingkungan paralis, litoral, delta, sampai tepi laut dangkal dan berangsur menuju laut terbuka kearah cekungan. Formasi ini berumur *Oligosen Akhir* hingga *Miosen Awal*. Ketebalan formasi ini pada bagian selatan cekungan mencapai 460 – 610 meter, sedangkan pada bagian utara cekungan mempunyai ketebalan kurang lebih 300 meter (De Coster, 1974).

5. 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. Di dalam 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*.

6. 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, batunapal 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.

7. 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 tuffan sedangkan bagian tengah kaya akan fosil foraminifera. Ketebalan formasi ini diperkirakan antara 1000-1500 m.

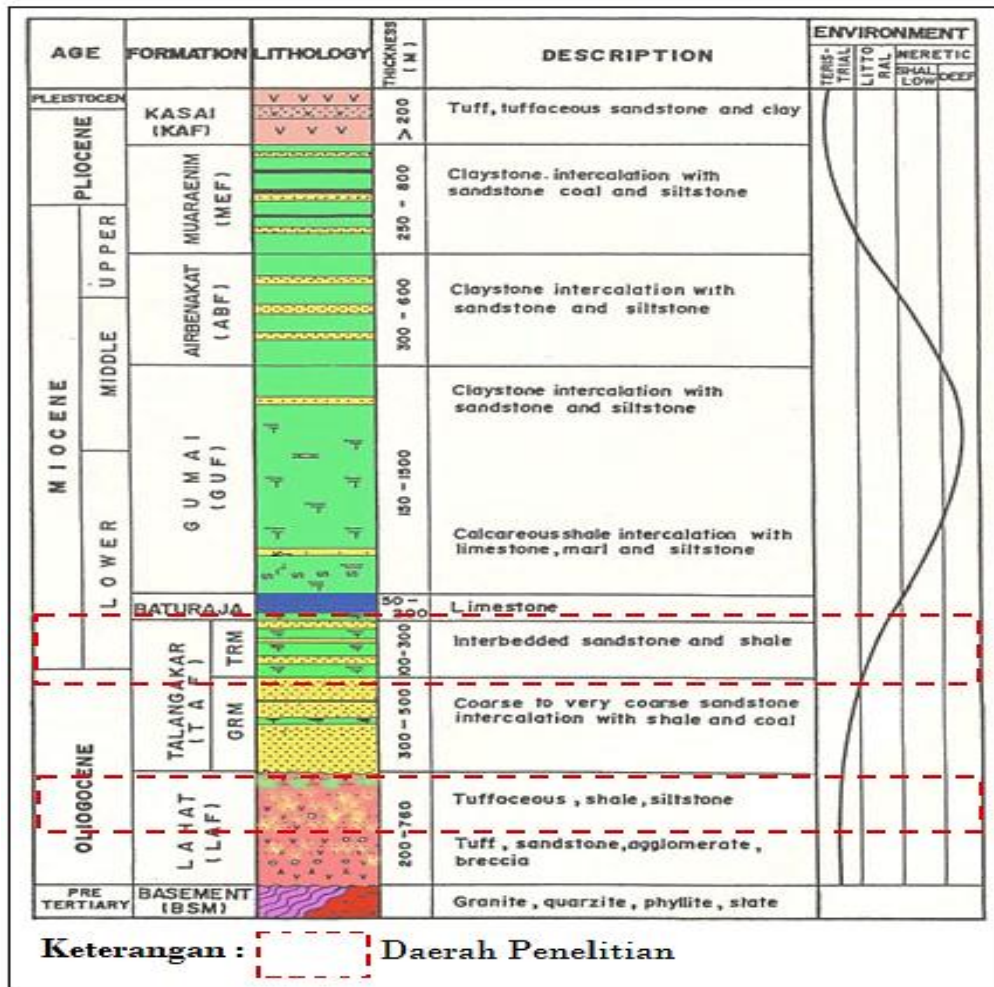
8. Formasi Muara Enim

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 Sumatera 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*. 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).

9. 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*, batuapung yang mengandung sisa tumbuhan dan kayu berstruktur sedimen silang siur. Lignit terdapat sebagai lensa-lensa dalam batupasir dan batulempung yang terdapat *tuff*. Ketebalan Formasi Kasai Cekungan Sumatera Selatan berkisar dibawah 200 meter (Sarjono dan Sardjito, 1989).



Gambar 9. Penampang Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Selatan dan Daerah Penelitian (Sarjono dan Sardjito, 1989) dengan modifikasi.

E. 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. Adapun petroleum system dari Cekungan Sumatera Selatan adalah sebagai berikut :

1. Batuan Induk (*Source Rock*)

Hidrokarbon pada Cekungan Sumatera Selatan diperoleh dari batuan induk *lacustrine* pada 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 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 sekitar 1 Darcy (Ramdhani, 2017).

3. Batuan Penutup (*Seal Rock*)

Batuan penutup Cekungan Sumatera Selatan secara umum berupa lapisan *shale* cukup tebal yang berada di atas reservoir Formasi Talang Akar dan Formasi 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 (Ramdhani, 2017).

4. Jebakan Hidrokarbon (*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 Sumatera Selatan juga diakibatkan karena struktur. Tipe jebakan struktur pada Cekungan Sumatera 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 (*Kala Pliosen* sampai *Pleistosen*) (Ramdhani, 2017).

5. Migrasi

Migrasi hidrokarbon ini terjadi secara horizontal dan vertikal dari *source rock* serpih dan batubara pada Formasi Lahat dan Talang Akar. Migrasi horizontal terjadi di sepanjang kemiringan *slope*, yang membawa hidrokarbon dari *source rock* dalam kepada batuan reservoir dari Formasi Lahat dan Formasi Talang Akar sendiri. Migrasi vertikal dapat terjadi melalui rekahan-rekahan dan daerah sesar turun *mayor*. Terdapatnya resapan hidrokarbon di dalam Formasi Muara Enim dan Formasi Air Benakat adalah sebagai bukti yang mengindikasikan adanya migrasi vertikal melalui daerah sesar *Kala Pliosen* sampai *Pleistosen* (Bishop, 2001).

III. TEORI DASAR

A. Konsep Dasar *Well Logging*

Konsep dasar pengukuran *well logging* merupakan suatu pengukuran pada sumur atau lubang bor secara berkesinambungan dengan beberapa parameter ukur sesuai dengan kedalaman.

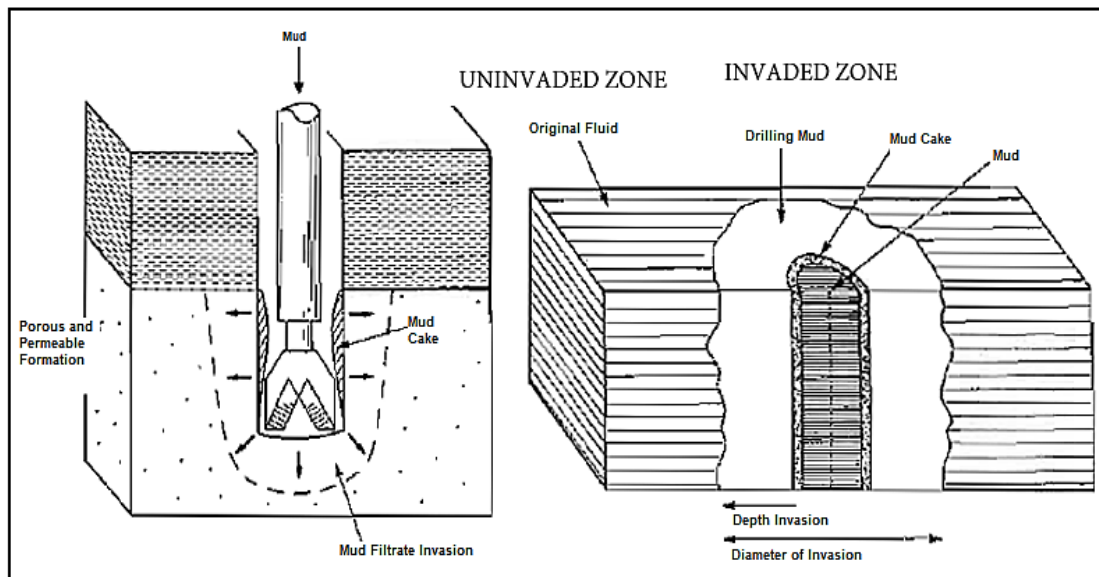
1. Pengertian Dasar

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 dipakai. Sehingga diagram yang dihasilkan akan merupakan gambaran hubungan antara kedalaman (*depth*) dengan karakter atau sifat yang ada pada formasi (Rider, 1996).

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.



Gambar 10. Zona *Mudcake* pada Sumur Pemboran (Rider, 1996).

Namun dalam kenyataannya lumpur mendesak hidrokarbon masuk ke dalam formasi menjauhi lubang bor dan mencegah hidrokarbon menyembur keluar permukaan. Akibatnya pada beberapa lapisan *permeable* 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. Akibatnya pada lapisan ini terbentuk tiga zona *infiltrasi* seperti ditunjukkan oleh **Gambar 11**, yaitu:

1. *Flushed Zone* atau *Invaded Zone*

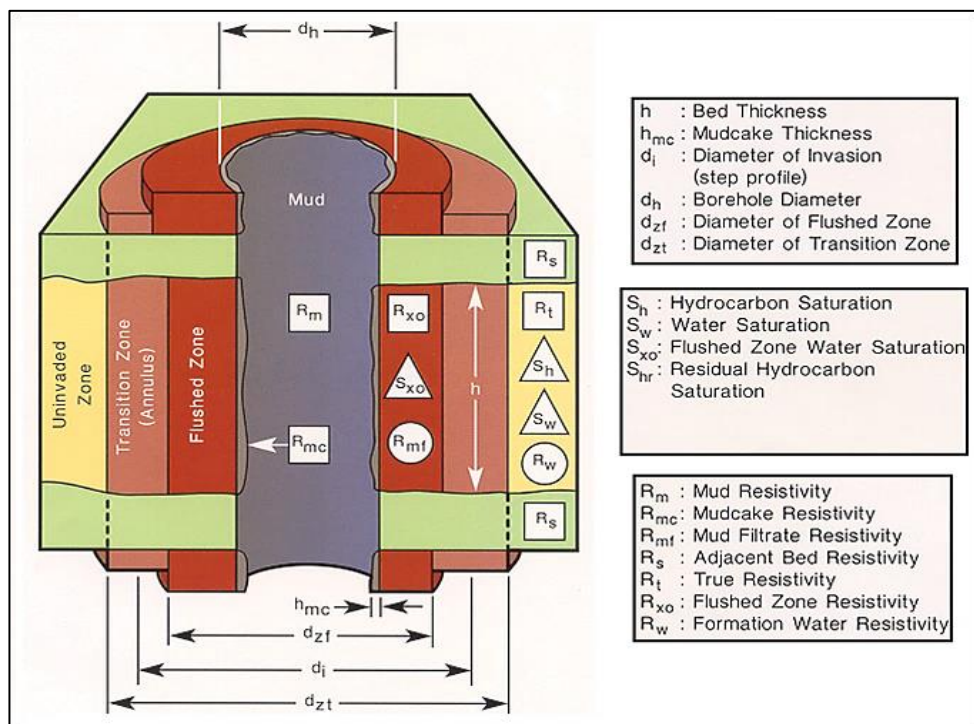
Zona ini merupakan daerah yang paling dekat dengan lubang sumur yang terisi oleh lumpur. Sehingga bila dilakukan pengukuran sifat fisik pada daerah ini, maka yang diukur bukanlah sifat dari kandungan semula (asli) akan tetapi sifat dari air lumpur.

2. Transition Zone

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

3. Uninvaded Zone

Zona ini merupakan daerah yang tidak dipengaruhi oleh air lumpur dan terletak paling jauh dari lubang sumur. Daerah ini seluruhnya terisi kandungan semula, misalnya air, minyak dan gas (Rider, 1996).



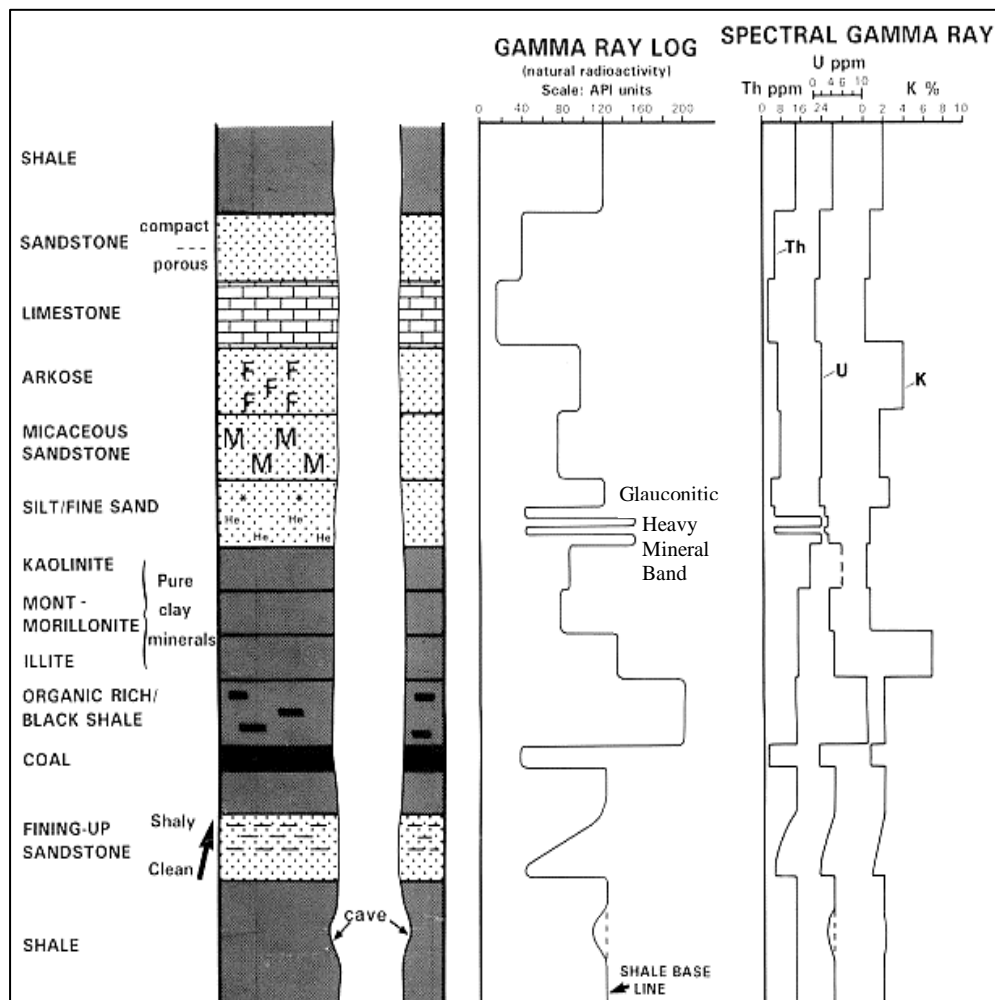
Gambar 11. Zona Infiltrasi pada Sumur Pemboran (Haliburton, 2001).

2. Log Gamma Ray

Log *gamma ray* (GR) merupakan log yang memanfaatkan sinar gamma dalam perekaman, yaitu dengan memanfaatkan unsur-unsur radioaktif. Sinar gamma sangat efektif dalam membedakan lapisan *permeable* dan *impermeable* karena unsur-unsur radioaktif cenderung berpusat pada serpih yang *impermeable*, dan tidak banyak terdapat dalam batuan karbonat atau

pasir yang secara umum adalah *permeable*. Prinsip kerja log GR adalah suatu rekaman tingkat radioaktivitas alami yang terjadi karena tiga unsur: *Uranium* (U), *Thorium* (Th), dan *Potassium* (K) yang ada pada batuan. Pemancaran yang terus menerus terdiri dari semburan pendek tenaga tinggi sinar gamma, yang mampu menembus batuan, sehingga dapat dideteksi oleh detektor yang memadai (biasanya jenis detektor *scintillation*) (Harsono, 1997).

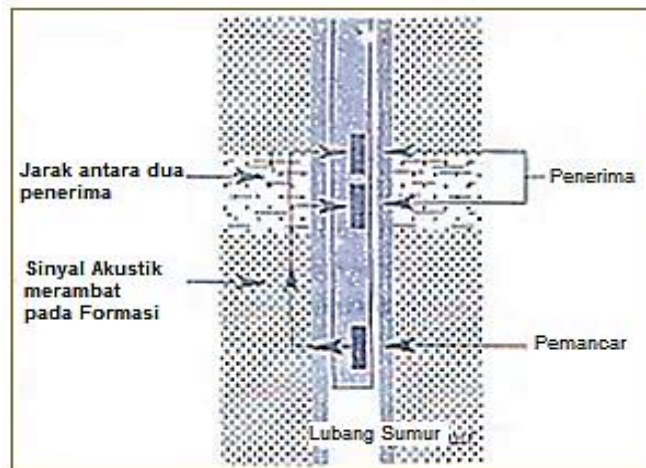
Contoh rekaman log *gamma ray* yaitu seperti pada **Gambar 12** dimana pada lapisan *permeable* (batuan pasir atau batuan karbonat) nilai bacaan log GR rendah sedangkan untuk lapisan *impermeable* (serpih/shale) maka nilai log GR tinggi.



Gambar 12. Grafik Log *Gamma Ray* terhadap Respon Litologi (Rider, 2002).

3. Log Sonic

Log *sonic* merupakan log perekaman cepat rambat gelombang. Objektif dari alat *sonic* adalah untuk mengukur waktu rambat gelombang suara melalui formasi pada jarak tertentu. Cara kerja log *sonic* ditunjukkan pada **Gambar 13** di bawah ini.



Gambar 13. Cara Kerja Log *Sonic* (Harsono, 1997).

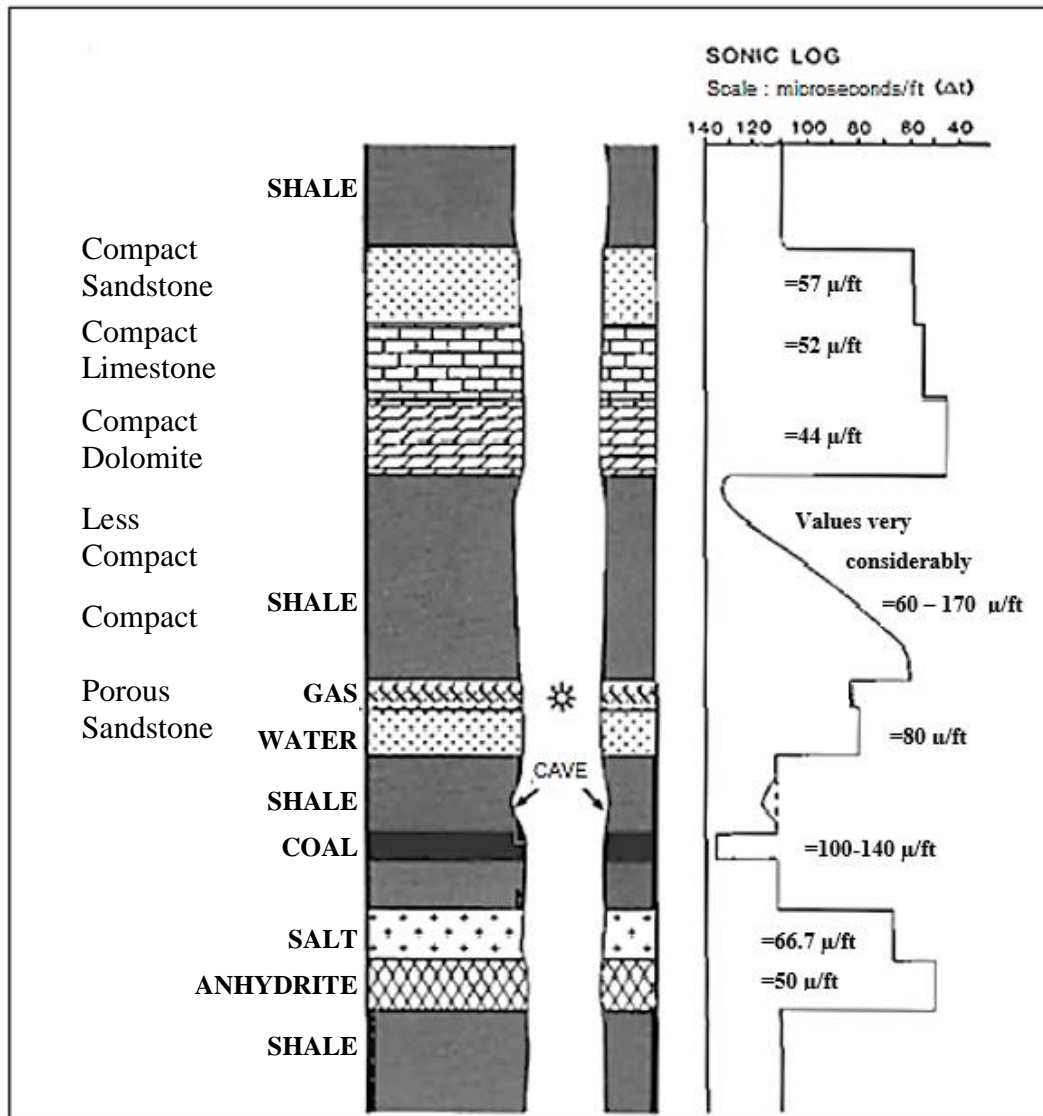
Adapun kisaran harga nilai bacaan log *sonic* terhadap respon batuan yaitu seperti yang terdapat pada **Tabel 1** dibawah ini.

Tabel 1. Nilai Litologi Batuan terhadap Respon Log *Sonic* (Harsono, 1997).

Litologi	Δt_{ma} ($\mu s/ft$)
Batuan Pasir	55.5
Gamping	47.5
Dolomit	43.5
Garam	67
Air	189

Respon dari log *sonic* merupakan respon litologi terhadap cepat rambat gelombang dimana gelombang yang merambat pada massa jenis batuan yang besar maka cepat rambatnya juga semakin besar dikecualikan jika batuan

tersebut memiliki pori yang berisikan fluida sehingga gelombang mengalami penurunan akibat fluida pengisi pori tersebut. Seperti yang terdapat pada **Gambar 14** yaitu grafik respon log *sonic*.



Gambar 14. Grafik Log *Sonic* terhadap Respon Litologi (Rider, 2002).

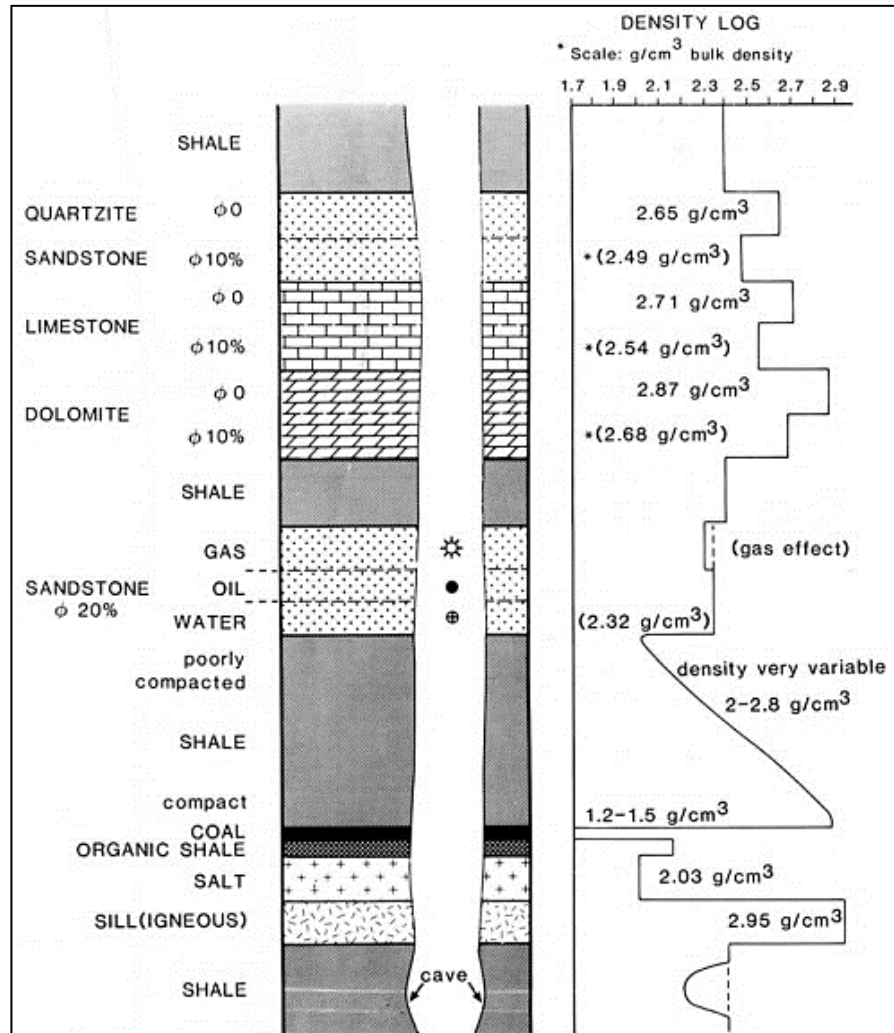
4. Log *Density*

Log *density* atau log densitas merekam secara terus 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 pada **Gambar 15**.



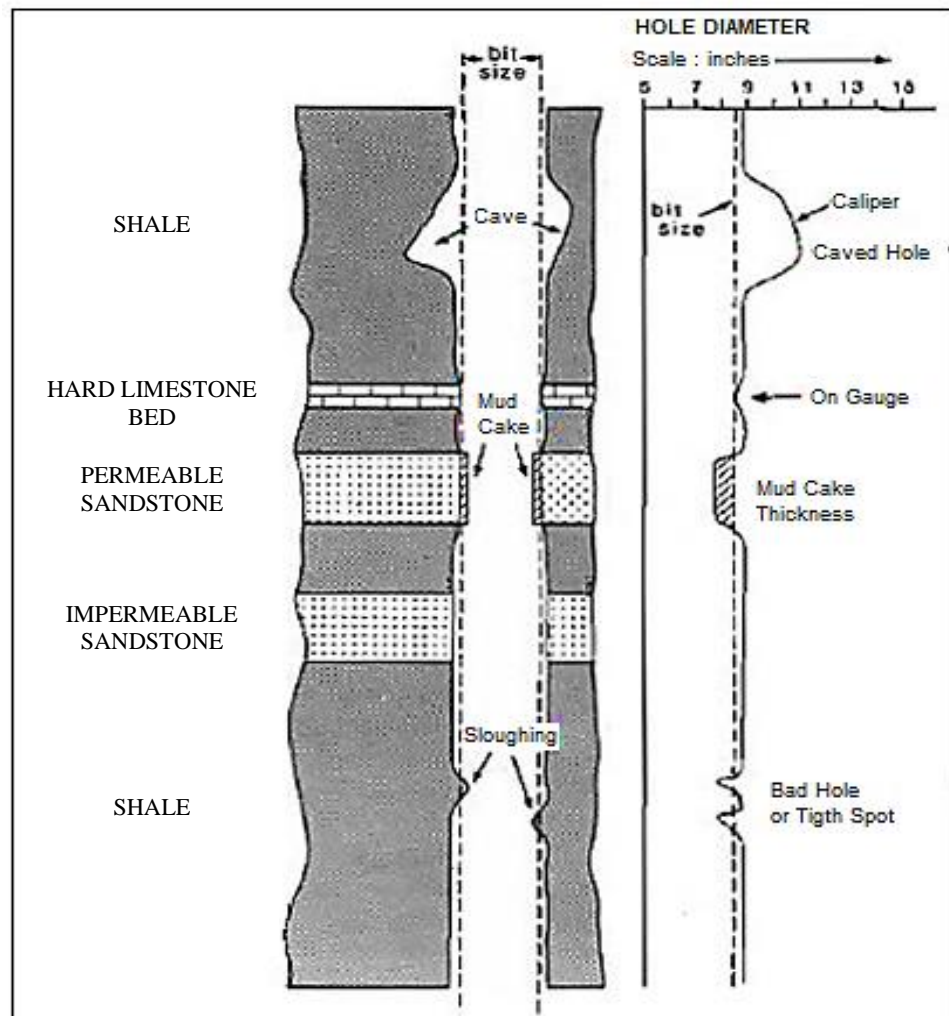
Gambar 15. Grafik Log *Density* terhadap Respon Litologi (Rider, 1996).

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 (SSD)* ini mempunyai resolusi vertikal yang cukup tinggi daripada 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).

5. Log Calliper

Log calliper 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 16. Respon Log *Calliper* 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 *calliper*. Hasil logging *calliper* diplot pada suatu trek yang menggunakan ukuran *drilling bit* sebagai perbandingan atau dengan menggambarkan selisih hasil pembacaan *calliper* terhadap ukuran bit diameter. Pada **Gambar 16** menunjukkan respon log *calliper* 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.

6. Log *Spontaneous Potential*

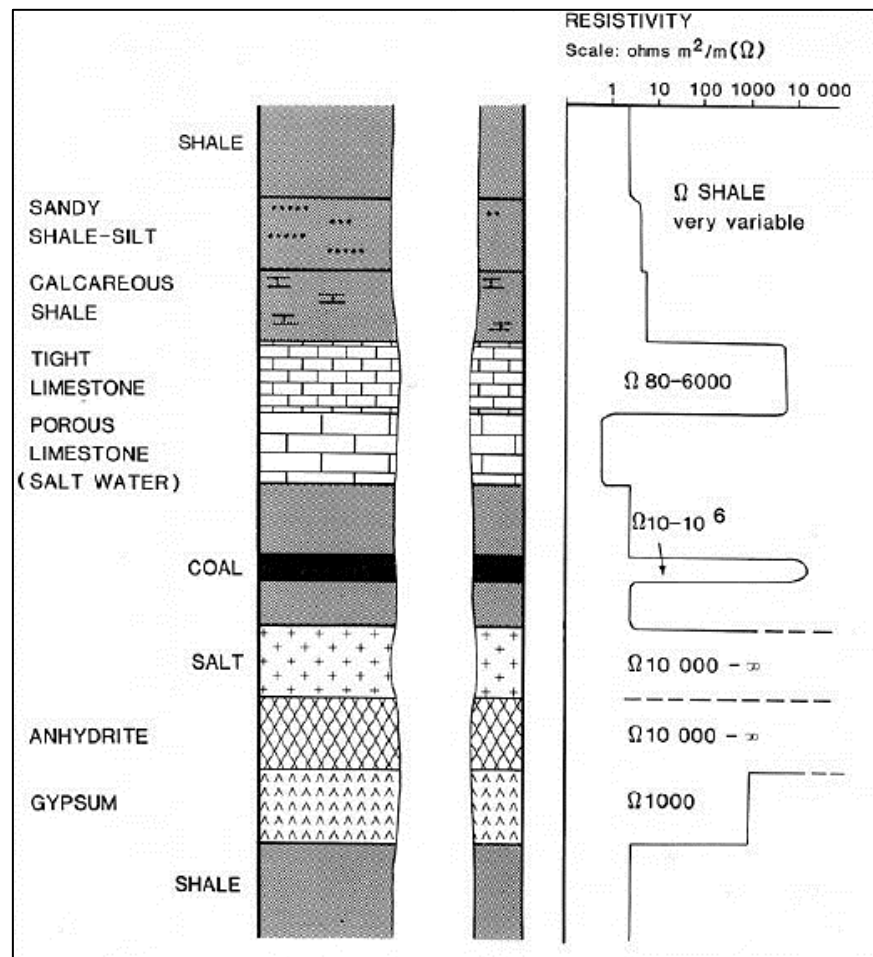
Log *spontaneous potential* atau log SP adalah rekaman perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan yang tetap dengan elektroda yang terdapat di dalam lubang bor yang bergerak naik turun. Supaya SP dapat berfungsi lubang bor harus diisi dengan lumpur konduktif. Skala SP adalah dalam milivolt, 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 baseline*) mendekati lapisan *permeable*, 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 *permeable* 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 *permeable* dari yang *impermeable*. Dalam kondisi ini log *gamma ray* adalah cara terbaik, karena memberikan resolusi lapisan yang baik. Log SP dapat digunakan untuk:

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

7. Log Resistivity

Log *resistivity* 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 *Lateralog* 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)*, *Spherically Focused Log (SFL)*. **Gambar 17** menunjukkan respon log resistivitas terhadap litologi bawah permukaan dan perbedaan air.

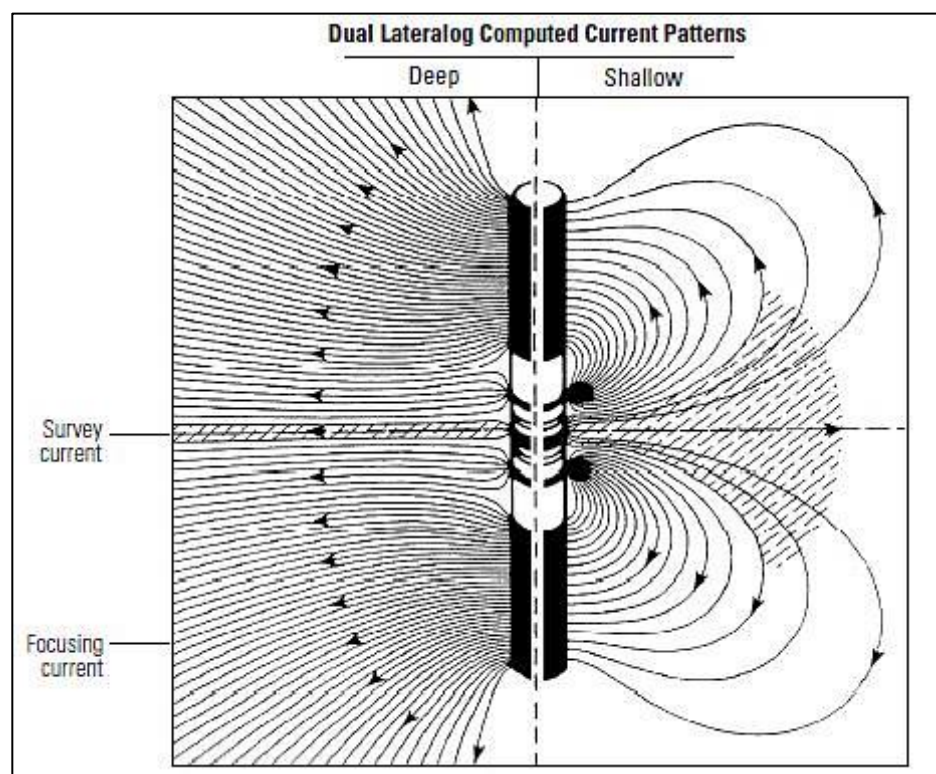


Gambar 17. Respon Log *Resistivity* terhadap Litologi dan Perbedaan Air Formasi (Rider, 1996).

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*. Adapun jenis dari log *resistivity*, yaitu :

a. Log Lateral

Prinsip kerja dari log lateral 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 18**.



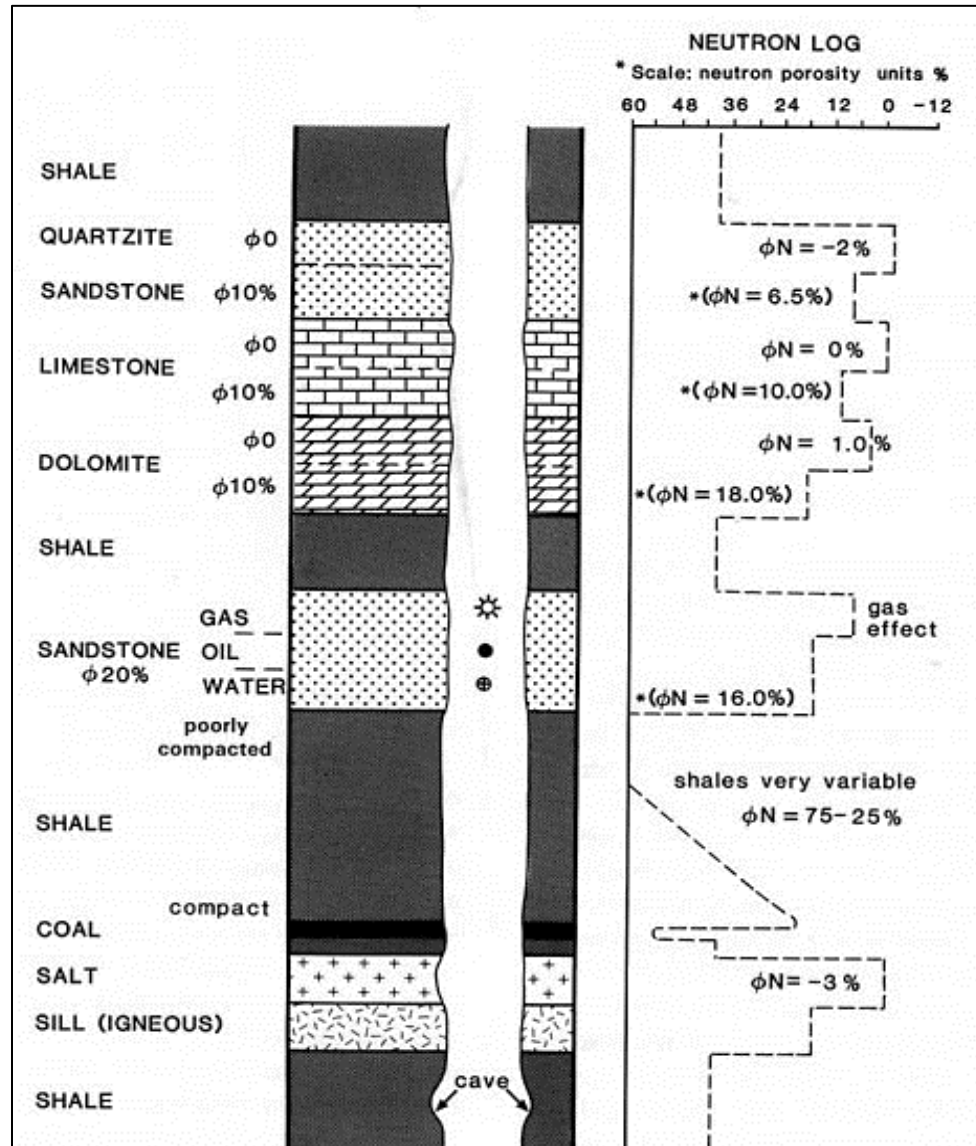
Gambar 18. Prinsip Kerja *Lateralog Resistivity* (Ellis dan Singer, 2008).

b. Log Induksi

Prinsip kerja dari log 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 atau *oil base mud*, *resistivity* formasi tidak terlalu besar $Rt < 100$ Ohm dan diameter lubang tidak terlalu besar.

8. 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. Pada **Gambar 19** berikut menunjukkan respon Log *Neutron Porosity (NPHI)*.



Gambar 19. 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 seperti *Sonic Porosity*, dan *Density Porosity*, serta *Neutron Porosity*. Penting untuk diketahui bahwa porositas-porositas ini bisa tidak sama antara satu dengan yang lain atau tidak bisa mewakili nilai porositas sesungguhnya.

B. 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 di dalam suatu formasi dalam satuan besar atau litologi dalam satuan kecil. Lebih kecil lagi, analisis ini dapat menentukan nilai per-kedalaman dengan interval kedalaman tertentu. Beberapa analisis ini adalah sebagai berikut:

1. *Volume Clay (Vcl)*

Volume clay (Vcl) 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 *impermeable* (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 (Harsono, 1997).

Volume clay/shale dapat didefinisikan sebagai persentase dari kandungan *shale* dalam sebuah lapisan batuan dimana *shale* dapat dikatakan sebagai zat pengotor dalam suatu batuan sehingga mengurangi persentase dari porositas batuan tersebut (Harsono, 1997).

Kandungan sangat penting dihitung karena dapat mempengaruhi parameter lainnya seperti porositas. *Volume shale* paling sering dihitung menggunakan persamaan terhadap bacaan dari log GR. Biasanya kandungan *shale* dihitung menggunakan rumus (Harsono, 1997):

$$IGR = \frac{GR \log - GR \min}{GR \max - GR \min} \dots\dots\dots(3.1)$$

Dimana:

IGR = Indeks *gamma ray*

$GR \log$ = GR hasil pembacaan *log gamma ray*

$GR \max$ = GR maksimum

$GR \min$ = GR minimum

Dimana *volume shale (Vsh)* dapat dihitung dengan persamaan:

- Untuk batuan yang lebih tua (*older rock*), *consolidated*:

$$Vsh = 0.33 [2^{(2 \times IGR)} - 1.0] \dots\dots\dots(3.2)$$

- Untuk batuan tersier (*tertiary rock*), *unconsolidated*:

$$Vsh = 0.083 [2^{(3.7 \times IGR)} - 1.0] \dots\dots\dots(3.3)$$

2. Porositas (ϕ)

Porositas suatu medium adalah perbandingan volume rongga-rongga pori terhadap volume total seluruh batuan yang dinyatakan dalam persen. Suatu batuan dikatakan mempunyai porositas efektif apabila bagian rongga-rongga dalam batuan saling berhubungan dan biasanya lebih kecil dari rongga pori-pori total. Ada 2 jenis porositas yang dikenal dalam teknik reservoir, yaitu porositas absolut dan porositas efektif. Porositas absolut adalah perbandingan antara volume pori-pori total batuan terhadap volume total batuan. Secara matematis dapat dituliskan sebagai persamaan berikut :

$$Porositas \text{ absolute } (\phi) = \frac{(Volume \text{ pori-pori total})}{(Volume \text{ total batuan})} \times 100\% \dots\dots(3.4)$$

Sedangkan porositas efektif adalah perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan dengan volume batuan total, yang secara matematis dituliskan sebagai :

$$\text{Porositas efektif } (\phi_e) = \frac{(\text{Volume pori-pori berhubungan})}{(\text{Volume total batuan})} \times 100\% \dots\dots(3.5)$$

Adapun perhitungan nilai porositas berdasarkan log densitas atau nilai densitasnya maka secara matematis dapat dituliskan sebagai berikut:

$$\phi D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots\dots\dots(3.6)$$

Untuk nilai porositas total dapat ditentukan dengan rumus:

$$\phi_{tot} = \frac{\phi D + \phi N}{2} \dots\dots\dots(3.7)$$

Sehingga untuk menentukan nilai porositas efektif dapat menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$\phi_{eff} = \sqrt{\frac{\phi D c^2 + \phi N c^2}{2}} \dots\dots\dots(3.8)$$

Dimana,

$$\phi D c = \phi D - (\phi D sh \times V sh) \dots\dots\dots(3.9)$$

$$\phi N c = \phi N - (\phi N sh \times V sh) \dots\dots\dots(3.10)$$

Keterangan:

ϕD = Porositas densitas (fraksi)

ρ_{ma} = Densitas matriks batuan (gr/cc)

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 (fraksi)

ϕN = Porositas neutron / *NPFI* (fraksi)

ϕDc = Koreksi porositas densitas

ϕNc = Koreksi porositas neutron

ϕDsh = Porositas densitas *shale* terdekat (fraksi)

ϕDsh = Porositas neutron *shale* terdekat (fraksi)

Vsh = *Volume shale* (fraksi)

Tabel 2. Densitas Matriks (ρ_{ma}) berbagai Litologi (Schlumberger, 1989).

Litologi/Mineral	ρ_{ma} (g/cm ³)
Batupasir	2.650
Batugamping	2.710
Dolomit	2.876
Anhidrit	2.977
Garam	2.032

Pada dasarnya perbedaan dari kedua jenis porositas tersebut hanyalah untuk mempermudah dalam pengidentifikasi jenis porositas. Menurut Koesoemadinata (1978), penentuan kualitas baik atau tidaknya nilai porositas dari suatu reservoir adalah seperti yang terlihat pada **Tabel 3**.

Tabel 3. Skala Penentuan Baik atau Tidaknya Kualitas Nilai Porositas Batuan Suatu Reservoir (Koesoemadinata dalam Nurwidyanto, 2005).

Harga Porositas (%)	Skala
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>)

Nilai porositas batuan biasanya diperoleh dari hasil perhitungan data log sumur, yaitu dari data log densitas, log neutron, dan log kecepatan. Secara umum porositas batuan akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman batuan, karena semakin dalam batuan akan semakin kompak akibat efek tekanan di atasnya. Nilai porositas juga akan mempengaruhi kecepatan gelombang seismik. Semakin besar porositas batuan maka kecepatan gelombang seismik yang melewatinya akan semakin kecil, dan demikian pula sebaliknya. Butiran dan karakter geometris (susunan, bentuk, ukuran dan distribusi) proses diagenesa dan kandungan semen, kedalaman dan tekanan.

3. Derajat Kebasahan (*Wettabilitas*)

Wettabilitas didefinisikan sebagai suatu kemampuan batuan untuk dibasahi oleh fluida, jika diberikan dua fluida yang tak saling campur (*immisible*). Pada bidang antar muka cairan dengan benda padat terjadi gaya tarik-menarik antara cairan dengan benda padat (gaya adhesi), yang merupakan faktor dari tegangan permukaan antara fluida dan batuan.

Suatu cairan dikatakan dapat membasahi zat padat jika tegangan adhesinya positif ($\Theta < 75^\circ$), yang berarti *water wet*. Apabila sudut kontak antara 75° - 105° maka batuan tersebut akan bersifat *intermediet*. Sedangkan apabila air tidak membasahi zat padat maka tegangan adhesinya bersifat negatif ($\Theta > 105^\circ$). Pada umumnya reservoir bersifat *water wet* sehingga air cenderung melekat sedangkan minyak akan mengalir lebih mudah saat reservoir diproduksi (Harsono, 1997).

4. Tekanan Kapiler (P_c)

Tekanan kapiler (P_c) didefinisikan sebagai perbedaan tekanan yang ada antara permukaan dua fluida yang tidak tercampur (cairan-cairan atau cairan-gas) sebagai akibat dari pertemuan dua permukaan yang memisahkan kedua fluida tersebut. Besarnya tekanan kapiler dipengaruhi oleh tegangan permukaan, sudut kontak antara minyak-air-zat padat dan jari-jari kelengkungan pori (Veaneta, 2016).

Tekanan kapiler memiliki dua pengaruh penting dalam reservoir minyak dan gas, yaitu mengontrol distribusi fluida di dalam reservoir dan mekanisme pendorong minyak dan gas untuk bergerak atau mengalir melalui ruang pori-pori reservoir sampai mencapai atau yang *impermeable* (Veaneta, 2016).

5. Permeabilitas (K)

Permeabilitas batuan (K) merupakan nilai yang menunjukkan kemampuan batuan ber-*porous* untuk mengalirkan fluida dengan satuan *milidarcy* (md). Hendry Darcy (1856), dalam percobaan menggunakan sampel batu pasir tidak kompak yang dialiri fluida pada alat yang ia rancang menyimpulkan bahwa permeabilitas 1 Darcy apabila batuan mampu mengalirkan fluida dengan laju 1 cm³/s dengan viskositas fluida 1 cp, sepanjang 1 cm dan mempunyai penampang 1cm² serta bertekanan 1 atm. Sehingga secara matematis dapat dituliskan:

$$K = \frac{Q \cdot \mu \cdot \Delta \ell}{A \cdot \Delta P} \dots\dots\dots(3.11)$$

Keterangan:

K = Permeabilitas media berpori (Darcy)

Q = Debit aliran (cm^3/s)

μ = Viskositas fluida yang menjauhi (cp)

A = Luas penampang media (cm^2)

ΔP = Beda tekanan masuk dengan tekanan keluar (atm)

$\Delta \ell$ = Panjang media berpori (cm)

Beberapa anggapan yang digunakan oleh Darcy dalam persamaan permeabilitas di atas yaitu:

- a. Alirannya mantap (*steady state*)
- b. Fluida yang mengalir satu fasa
- c. Viskositas fluida yang mengalir konstan
- d. Kondisi aliran *isothermal*
- e. Formasinya homogen dan alirannya konstan
- f. Fluidanya *incompressible*

Besarnya permeabilitas suatu batuan tergantung pada porositas dan saturasi air dan dapat dihitung dengan menggunakan persamaan 3.12.

$$K = a \cdot \frac{\phi^b}{S_w^c} \dots \dots \dots (3.12)$$

Keterangan:

K = Permeabilitas (*mildarcy*)

ϕ = Porositas efektif (fraksi)

- S_w = Saturasi air (fraksi)
- a = konstanta Schlumberger = 10000
- b = konstanta Schlumberger = 4.5
- c = konstanta Schlumberger = 2

Berdasarkan jumlah fasa yang mengalir dalam batuan reservoir, permeabilitas dibedakan menjadi beberapa, yaitu:

a. Permeabilitas absolut

Permeabilitas batuan dimana fluida yang mengalir melalui media tersebut hanya satu fasa. Misalnya, hanya gas atau minyak saja.

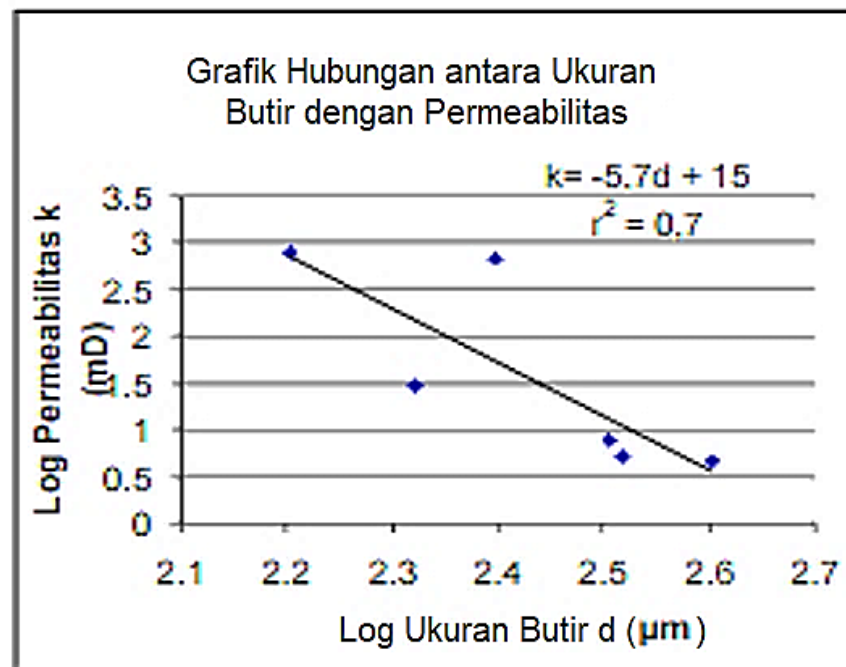
b. Permeabilitas efektif

Permeabilitas batuan dimana fluida yang mengalir lebih dari satu fasa. Misalnya, air dan gas, gas dan minyak, minyak dan air atau ketiganya.

c. Permeabilitas relatif

Perbandingan antara permeabilitas efektif dengan permeabilitas relatif (Harsono, 1997).

Hubungan antara permeabilitas dengan porositas secara umum memiliki hubungan sebanding lurus dengan keduanya seperti yang terlihat pada **Gambar 20** di bawah ini :



Gambar 20. Grafik Hubungan Permeabilitas dengan Ukuran Butir (Nurwidyanto, 2005).

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).

Tabel 4. Nilai Permeabilitas Berdasarkan Kualitas Secara Umum (Koesoemadinata dalam Nurwidyanto, 2005).

Nilai Permeabilitas	Kualitas
< 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>)

6. Saturasi Fluida (S_f)

Saturasi fluida didefinisikan sebagai nilai total dari komponen fluida penyusun reservoir dimana secara matematis dapat dituliskan sebagai berikut:

$$S_f = S_w + S_o + S_g \dots \dots \dots (3.13)$$

Dimana $S_f = 1$ sehingga:

$$S_{hc} (S_o + S_g) = 1 - S_w \dots \dots \dots (3.14)$$

Keterangan:

S_f = Saturasi Fluida

S_w = Saturasi Air

S_o = Saturasi Minyak

S_g = Saturasi Gas

S_{hc} = Saturasi Hidrokarbon

Semua operasi perhitungan dilakukan dalam fraksi.

7. Saturasi Air (S_w)

Saturasi air (S_w) adalah banyak kandungan air formasi yang mengisi pori batuan yang dihitung dalam fraksi (Asquith dan Krygowski, 2004). Untuk formasi yang bersih digunakan persamaan perhitungan *Archie*, sedangkan untuk formasi kotor atau nilai V_{sh} besar maka biasanya digunakan menggunakan perhitungan *Simandoux*, sedangkan untuk daerah Indonesia sering menggunakan Indonesian ini karena formasi batuan Indonesian yang sangat kompleks. Berikut secara matematis perhitungan S_w dapat dituliskan:

Sw Archie:

$$S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t} \dots \dots \dots (3.15)$$

Keterangan:

 S_w = Saturasi air (%) m = Faktor sementasi (gamping = 2; batu pasir = 2.15) a = Faktor turtuositi (gamping = 1; batu pasir = 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 bacaan log (ohm.m)***Sw Simandoux***

$$S_w = \frac{0.4 \cdot R_w}{\phi e^2} \left[- \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) + \sqrt{\frac{5 \cdot \phi e^2}{R_w \cdot R_t} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2} \right] \dots \dots \dots (3.16)$$

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) ϕe = Porositas Efektif (%)***Sw Indonesian***

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2} \right)}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi e^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right] \cdot S_w^{n/2} \dots \dots \dots (3.17)$$

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)

8. 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:

$$R_w a = \frac{R_t}{F} \dots \dots \dots (3.18)$$

Dan, rumus Faktor Formasi dituliskan dalam persamaan :

$$F = \frac{a}{\phi^m} \dots \dots \dots (3.19)$$

Dimana,

$R_w a$ = Resistivitas formasi (*apparent resistivity*)

R_t = 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)

Di dalam daerah terinvasi, R_w digantikan oleh R_{mf} karena air formasi didesak keluar oleh fluida yang bersaing dari lumpur pada saat pemboran, yang disebut *mud filtrate*. Untuk mendapatkan harga R_{mf} pada formasi di kedalaman tertentu, maka harus diketahui temperatur formasi dengan persamaan 3.20 (Harsono, 1997):

$$T_f = \frac{DF (BHT - ST)}{TD} + TS \dots \dots \dots (3.20)$$

Dimana,

T_f = 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 R_{mf} ($^{\circ}F$) pada temperatur formasi dapat menggunakan persamaan 3.21 hingga 3.25 :

$$R_{m@T_f} = \frac{R_{mf} (TS + 6.77)}{T_f + 6.77} \dots \dots \dots (3.21)$$

$$R_w = R_{m@T_f} \cdot \frac{R_t}{R_{xo}} \text{ (Invaded Zone)} \dots \dots \dots (3.22)$$

$$R_w = R_{m@T_f} \cdot \frac{R_t}{R_o} \text{ (Uninvaded Zone)} \dots \dots \dots (3.23)$$

$$R_{xo} = F \cdot R_{mf} \dots \dots \dots (3.24)$$

$$R_o = F \times R_w \dots \dots \dots (3.25)$$

Keterangan :

R_w = Resistivitas Air

R_{mf} = Resistivitas Lumpur (*mud filtrate*)

R_t = Resistivitas Sebenarnya

R_{xo} = Resistivitas formasi zona terinvasi

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

9. *Cut-off Reservoir dan Lumping Petrofisika*

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), *cut-off volume shale* (V_{sh}), dan *cut-off* saturasi air (S_w). 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 petrofisika (ϕ , V_{sh} , dan S_w) dapat menggunakan beberapa metode yakni kualitatif, kuantitatif, petrofisika, 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 V_{sh} dan S_w dibaca ke bawah (Triwibowo, 2010).

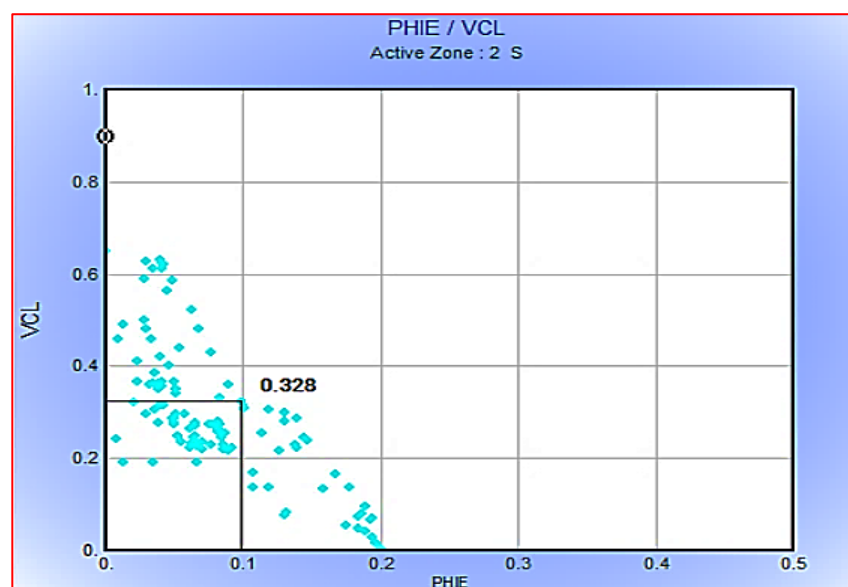
Cut-off porositas dapat dilakukan dengan metode *crossplot* antara nilai porositas sebagai sumbu x dan permeabilitas sebagai sumbu y (Budiarto, dkk., 2015). Kemudian dilakukan regresi linear dan nilai porositas terbaca saat permeabilitas 1 mD adalah nilai *cut-off* porositas. Nilai permeabilitas 1

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 *crossplot* antara porositas dengan saturasi air. Hal ini dikarenakan jika tidak tersedia data *SCAL* (*special core analysis*). Parameter yang dicari dari *plot* ini adalah mencari garis persamaan (*trendline*) antara hubungan porositas dengan saturasi air dan dicari nilai R^2 -nya (Vidhotomo, dkk., 2011).

Berikut ini merupakan *cut-off* reservoir dalam analisis petrofisika, yaitu:

a. *Cut-off Vsh*

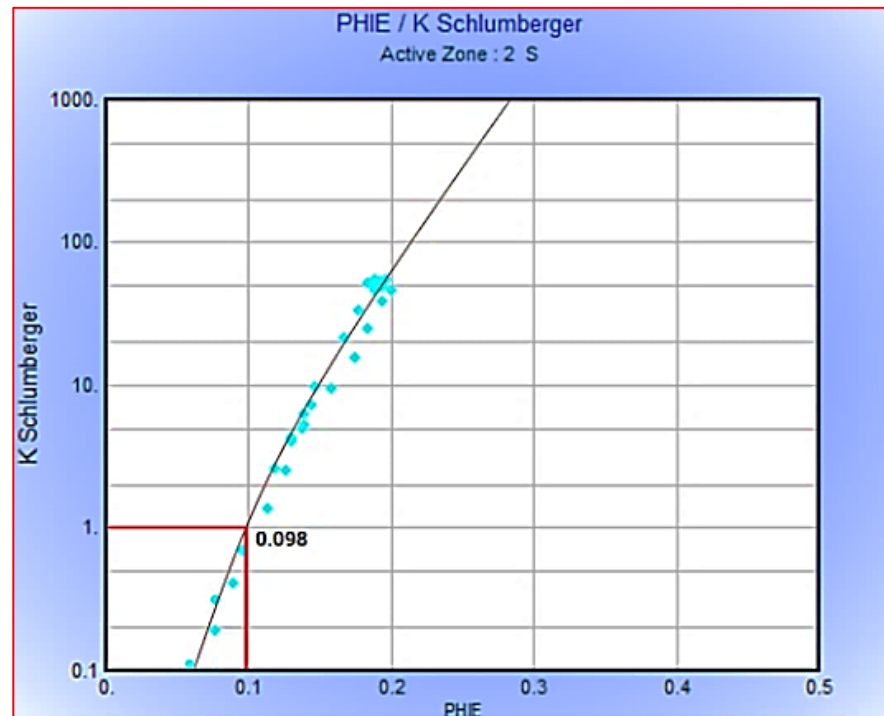
Cut-off Vsh merupakan pemenggalan nilai *Vsh* dimana nilai *Vsh* yang besar yang menutupi pada nilai *cut-off* porositas dan dianggap tidak efektif. Contoh nilai *Cut-off Vsh* seperti pada **Gambar 21**.



Gambar 21. *Cut-off Vsh* (Ramdhani, 2017).

b. *Cut-off* Porositas

Cut-off porositas merupakan pemenggalan nilai porositas dimana nilai porositas yang memiliki nilai permeabilitas dibawah 1 mD dianggap tidak efektif karena bersifat kurang *permeable*. Seperti yang terdapat pada **Gambar 22**.



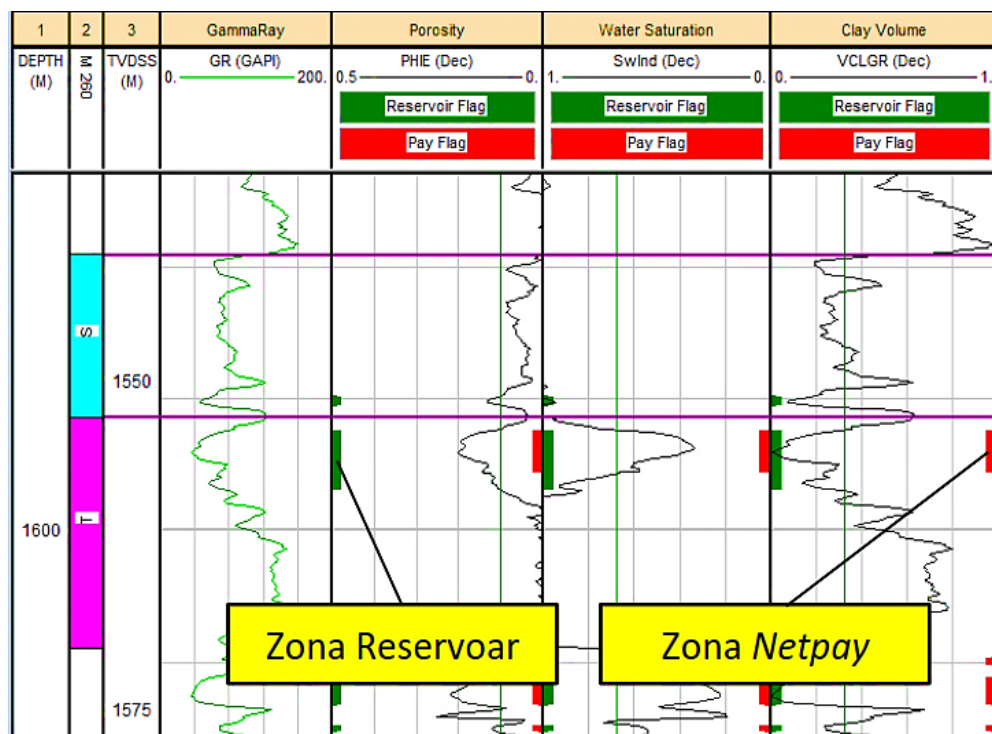
Gambar 22. *Cut-off* Porositas (Ramdhani, 2017).

c. *Cut-off* S_w

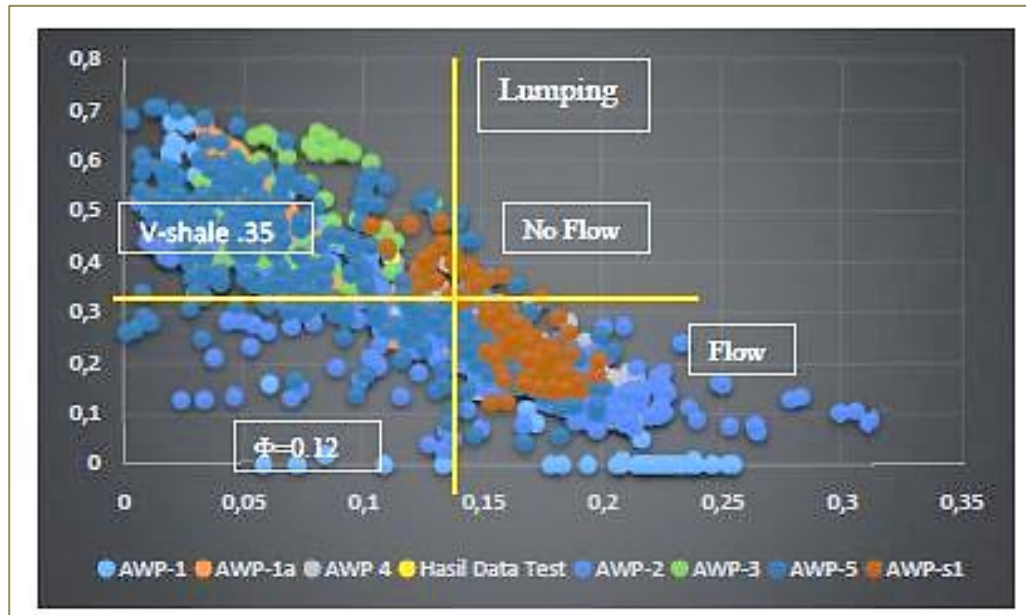
Merupakan nilai batasan dari kandungan air dalam reservoir dapat dilakukan dengan menggunakan nilai dari uji laboratorium atau dari nilai S_w rata-rata. Nilai *cut-off* saturasi air berhubungan dengan jumlah maksimum air yang boleh diproduksi pada kondisi fluida hidrokarbon dapat diproduksi secara ekonomis dan operasional.

d. *Lumping* Petrofisika

Lumping data petrofisika dibuat dengan menerapkan nilai penggal porositas (ϕ), kandungan lempung (Vcl), dan saturasi air (S_w). *Lumping* berupa zona *net reservoir* yang dibatasi dengan nilai penggal porositas dan kandungan lempung. Zona *net reservoir* ditambahkan nilai saturasi air maka akan didapatkan zona *netpay*. *Lumping* data merupakan zona *net* (bersih) pada reservoir yang telah di *cut-off*. *Lumping* data dapat dilihat pada **Gambar 23**.



Gambar 23. *Lumping* Petrofisika (Ramdhani, 2017).



Gambar 24. Teknik Dasar *Lumping* menggunakan Parameter Porositas sebagai Sumbu X dan *Vshale* sebagai Sumbu Y (Budiarto, 2015).

Pada **Gambar 24** 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. *Netsand* adalah lapisan reservoir yang sudah bersih atau sudah dikurangi dengan komposisi *shale* di dalamnya dan *netpay* adalah lapisan reservoir yang mempunyai komposisi hidrokarbon di dalamnya.

10. Hubungan Properti Reservoir

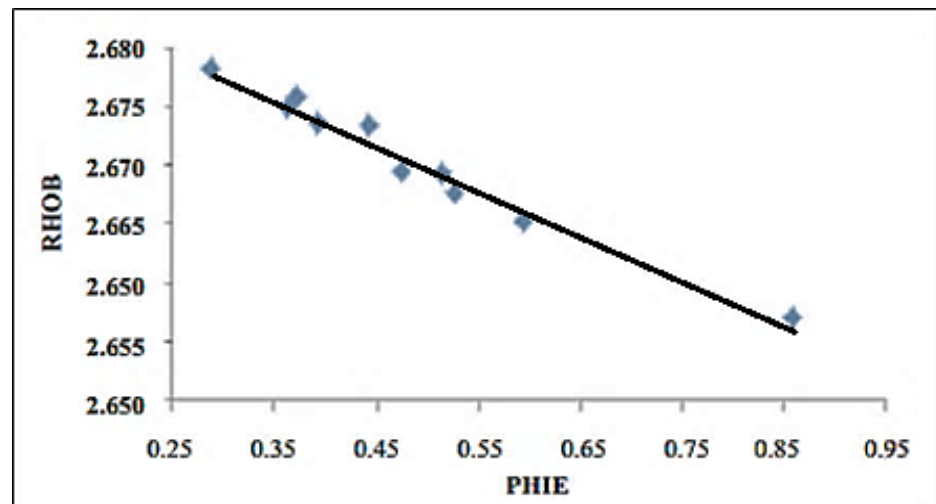
Merupakan hubungan antara properti reservoir satu terhadap yang lainnya.

Hubungan properti reservoir satu dengan properti reservoir lainnya, yaitu:

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

Korelasi antara *PHIE* dan *RHOB* merupakan korelasi linear dimana menurut Baiyegunhi, (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 25.



Gambar 25. 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 berikut:

$$\text{Porosity } (\phi) \times \text{Saturation Water } (S_w) = \text{Constant} \dots \dots \dots (3.26)$$

$$S_w = \frac{\text{Constant}}{\phi} \dots \dots \dots (3.27)$$

Dimana, nilai konstanta untuk tiap litologi berbeda, antara lain:

$$\textit{Sandstone} = 0.02 - 0.10$$

$$\textit{Intergranular Carbonates} = 0.01 - 0.06$$

$$\textit{Vuggy Carbonates} = 0.005 - 0.006$$

C. Konsep Dasar Seismik

1. Konsep Dasar Gelombang Seismik

Prinsip dasar metode seismik, yaitu menempatkan *geophone* sebagai penerima getaran pada lokasi penelitian. Sumber getaran dapat ditimbulkan oleh ledakan dinamit atau suatu pemberat yang dijatuhkan ke tanah (*weight drop*). Gelombang yang dihasilkan oleh sumber menyebar ke segala arah dan direkam oleh *geophone* sebagai fungsi waktu yang dapat memperkirakan bentuk lapisan bawah permukaan yang sebenarnya. Hasil gelombang seismik yang terekam oleh *receiver* akan membawa informasi mengenai litologi dan fluida bawah permukaan dalam bentuk waktu rambat (*travel time*), amplitudo refleksi, dan variasi fasa. Setiap *trace* merupakan hasil konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik ditambah dengan *noise* (Russel, 1996).

$$S(t) = w(t) * r(t) + n(t) \dots\dots\dots (3.28)$$

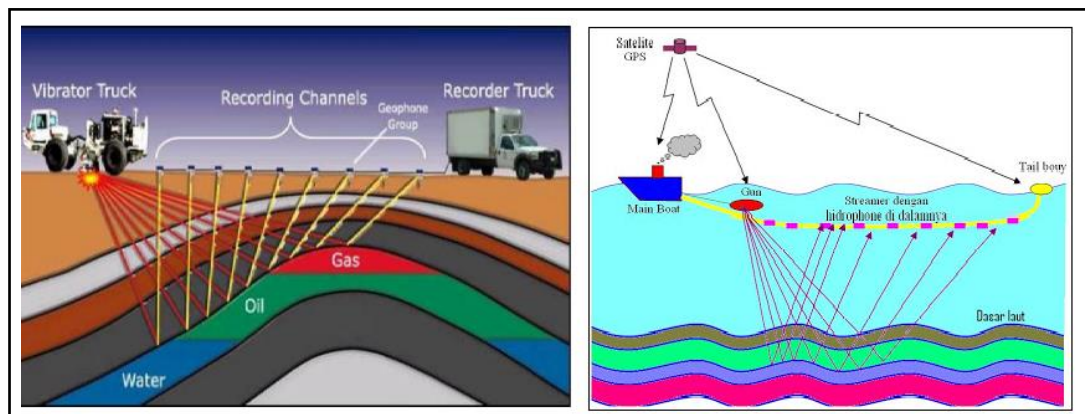
Dimana,

$S(t)$ = *Trace* seismik

$w(t)$ = *Wavelet* seismik

$r(t)$ = Reflektivitas bumi, dan $n(t)$ = *Noise*

Eksplorasi seismik refleksi dapat dikelompokkan menjadi dua, yaitu eksplorasi prospek dangkal dan eksplorasi prospek dalam. Eksplorasi seismik dangkal biasanya diaplikasikan untuk eksplorasi batubara dan bahan tambang lainnya. Sedangkan seismik dalam digunakan untuk eksplorasi daerah prospek hidrokarbon (minyak dan gas bumi).



Gambar 26. Konsep Seismik Refleksi (Abdullah, 2007).

Pada umumnya dalam metode seismik refleksi terbagi atas tiga tahapan utama, yaitu:

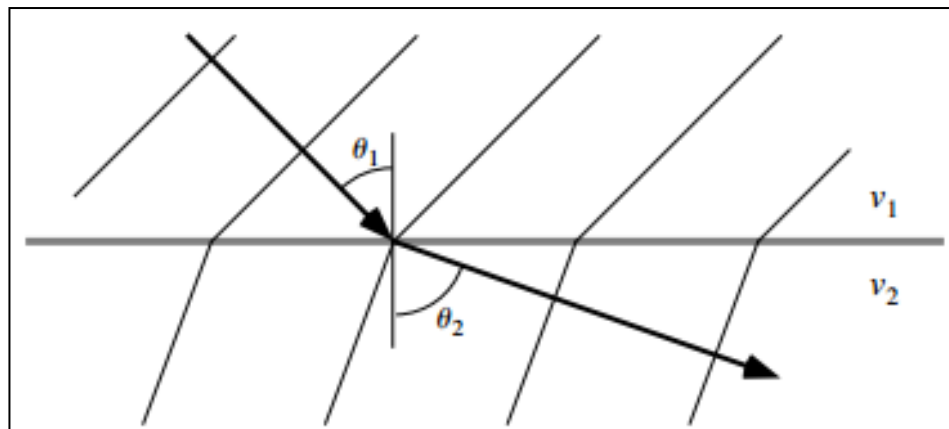
- a. Pengumpulan data seismik (akuisisi data seismik) yaitu semua kegiatan yang berkaitan dengan pengumpulan data sejak survey pendahuluan dengan survey detail.
- b. Pengolahan data seismik (*processing* data seismik) yaitu kegiatan untuk mengolah data rekaman di lapangan (*raw data*) dan diubah ke bentuk penampang seismik migrasi.
- c. Interpretasi data seismik kegiatan yang dimulai dengan penelusuran horizon, pembacaan waktu pada penampang seismik yang hasilnya disajikan atau dipetakan pada peta dasar yang berguna untuk mengetahui struktur atau model geologi bawah permukaan (Sheriff, 1982).

2. Hukum-Hukum Gelombang Seismik

Ada beberapa hukum-hukum gelombang yang digunakan dalam eksplorasi seismik yaitu sebagai berikut:

a. Hukum Snellius

Perambatan gelombang seismik dari satu medium ke medium lain yang mempunyai sifat fisik yang berbeda seperti kecepatan dan densitas akan mengalami perubahan arah ketika melewati bidang batas antar medium. Suatu gelombang yang datang pada bidang batas dua media yang sifat fisiknya berbeda akan dibiaskan jika sudut datang lebih kecil atau sama dengan sudut kritisnya dan akan dipantulkan jika sudut datang lebih besar dari sudut kritis. Sudut kritis adalah sudut datang yang menyebabkan gelombang dibiaskan 90° . Jika suatu berkas gelombang P yang datang mengenai permukaan bidang batas antara dua medium yang berbeda, maka sebagian energi gelombang tersebut akan dipantulkan sebagai gelombang P dan gelombang S , dan sebagian lagi akan dibiaskan sebagai gelombang P dan gelombang S , seperti yang diilustrasikan pada gambar dibawah ini :



Gambar 27. Pemantulan dan Pembiasan Gelombang (Sukmono, 1999).

Lintasan gelombang tersebut mengikuti hukum *Snellius*, yaitu:

$$\frac{\sin\theta_1}{V_{P1}} = \frac{\sin\theta_{1'}}{V_{P1}} = \frac{\sin\theta_2}{V_{P2}} = \frac{\sin\varphi_1}{V_{S1}} = \frac{\sin\varphi_2}{V_{S2}} = p \dots\dots\dots(3.29)$$

Keterangan :

θ_1 = Sudut datang gelombang P

$\theta_{1'}$ = Sudut pantul gelombang P

φ_1 = Sudut pantul gelombang S

θ_2' = Sudut bias gelombang S

V_{P1} = Kecepatan gelombang P pada medium pertama

V_{P2} = Kecepatan gelombang P pada medium kedua

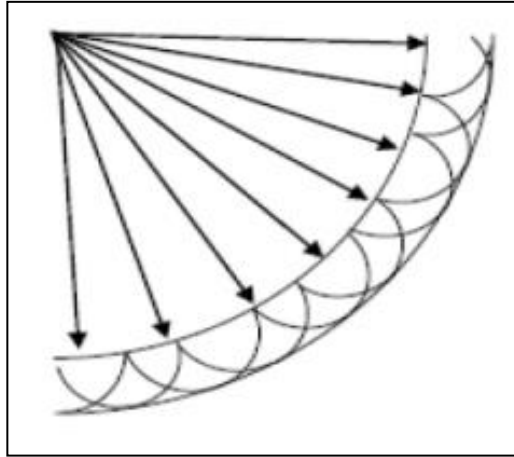
V_{S1} = Kecepatan gelombang S pada medium pertama

V_{S2} = Kecepatan gelombang S pada medium kedua

p = Parameter gelombang

b. Prinsip Huygens

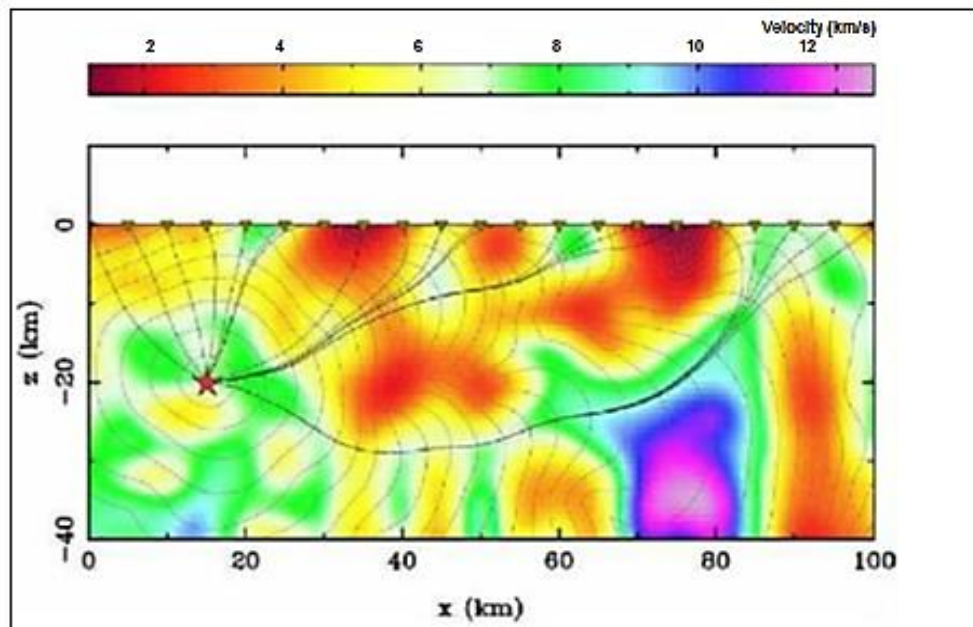
Huygens mengatakan bahwa gelombang menyebar dari sebuah titik sumber gelombang ke segala arah dengan bentuk bola. Prinsip *Huygens* mengatakan bahwa setiap titik-titik pengganggu yang berada didepan muka gelombang utama akan menjadi sumber bagi terbentuknya gelombang baru. Jumlah energi total dari gelombang baru tersebut sama dengan energi utama. Pada eksplorasi seismik titik-titik di atas dapat berupa patahan, rekahan, pembajian, antiklin, dan lain-lain. Sedangkan gelombang baru tersebut disebut sebagai gelombang difraksi.



Gambar 28. Prinsip *Huygens* (Asparini, 2011).

c. Prinsip *Fermat*

Prinsip *Fermat* menyatakan bahwa gelombang yang menjalar dari satu titik ke titik yang lain akan memilih lintasan dengan waktu tempuh tercepat. Prinsip *Fermat* dapat diaplikasikan untuk menentukan lintasan sinar dari satu titik ke titik yang lainnya yaitu lintasan yang waktu tempuhnya bernilai minimum. Dengan diketahuinya lintasan dengan waktu tempuh minimum maka dapat dilakukan penelusuran jejak sinar yang telah merambat di dalam medium. Penelusuran jejak sinar seismik ini akan sangat membantu dalam menentukan posisi reflektor di bawah permukaan. Jejak sinar seismik yang tercepat ini tidaklah selalu berbentuk garis lurus.



Gambar 29. Prinsip *Fermat* (Abdullah, 2007).

3. *Well to Seismic Tie*

Well to seismic tie adalah proses pengikatan data sumur dengan data seismik. Proses ini dilakukan untuk menyamakan domain sumur dengan seismik, karena domain sumur adalah kedalaman dalam meter, sedangkan domain seismik adalah waktu dalam satuan *milisecond (ms)*. Yang dirubah domainnya adalah domain sumur menjadi domain waktu. Dengan tujuan akhir dari proses pengikatan ini adalah untuk mengetahui posisi atau *marker* geologi pada data seismik.

Wavelet yang digunakan sebaiknya mempunyai frekuensi dan *bandwidth* yang sama dengan penampang seismik. Hal ini akan mempermudah pengikatan data sumur dengan data seismik. Seismogram sintetik final merupakan superposisi dari refleksi-refleksi semua reflektor. Seismogram sintetik biasanya ditampilkan dengan format (polaritas dan fasa) yang sama

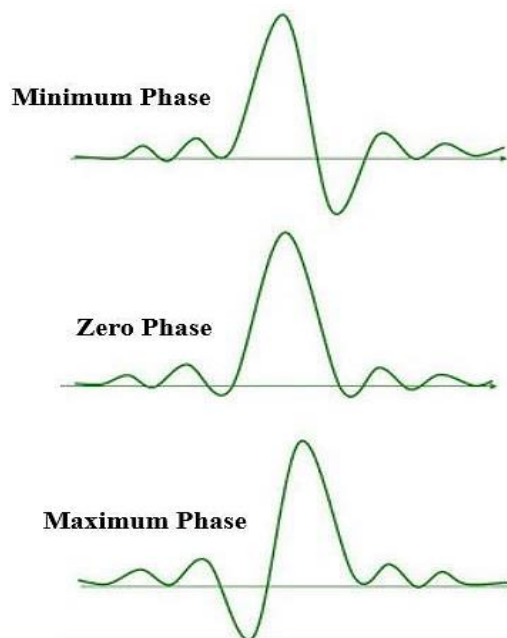
dengan rekaman seismik. Seismogram sintetik berguna untuk mendiagnosa karakter refleksi dari setiap horizon (Hardiansyah, 2015).

4. *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:

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

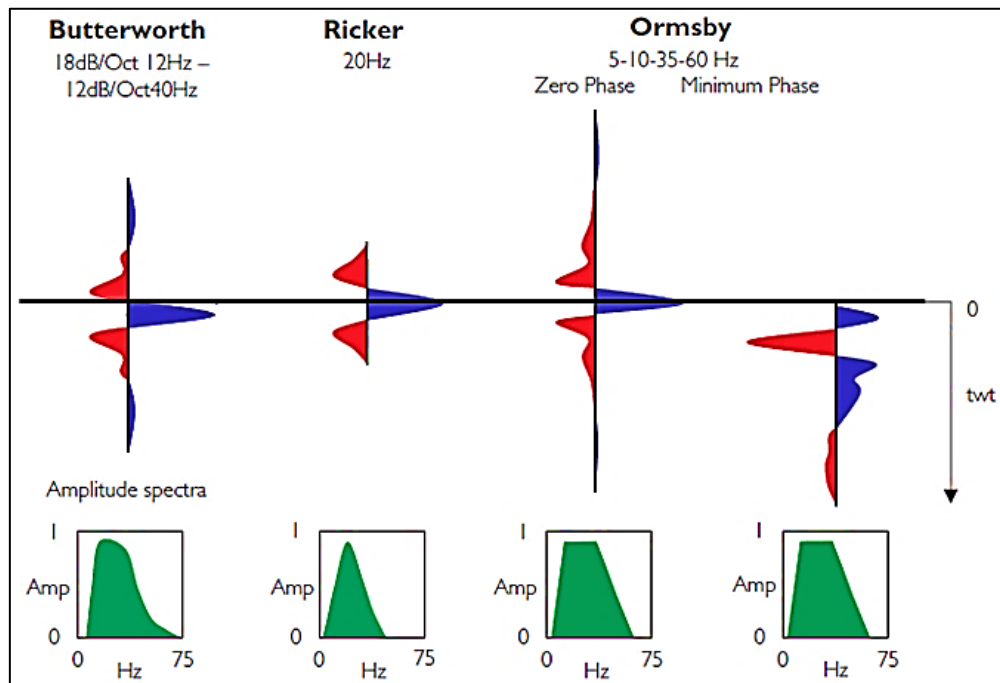
Wavelet sangat penting pada pembuatan seismogram sintetis. Dalam seismik, bentuk *wavelet* yang digunakan umumnya adalah fasa minimum dan fasa nol. Pada *wavelet* fasa minimum, energi terbesar terkonsentrasi di bagian depan *wavelet* sebagaimana ditunjukkan pada **Gambar 30** dibawah ini.



Gambar 30. Jenis – Jenis Fasa *Wavelet* (Fatkhurrochman, 2010).

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).

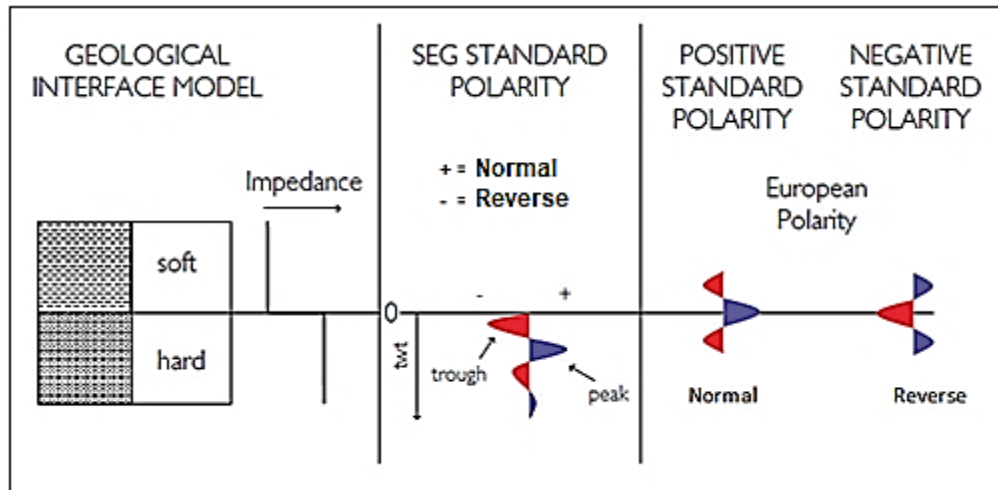
Terdapat *wavelet* lain yang dapat digunakan dalam proses ekstraksi *wavelet*. Yakni *wavelet* Ormsby dan *wavelet* Butterworth seperti ditunjukkan pada **Gambar 31**. *Wavelet* Ormsby juga merupakan *wavelet zero phase* dan memiliki lebih dari satu lembah di satu sisi tidak seperti *wavelet* Ricker 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 31. Jenis – Jenis *Wavelet* dan Spektra Amplitudo (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

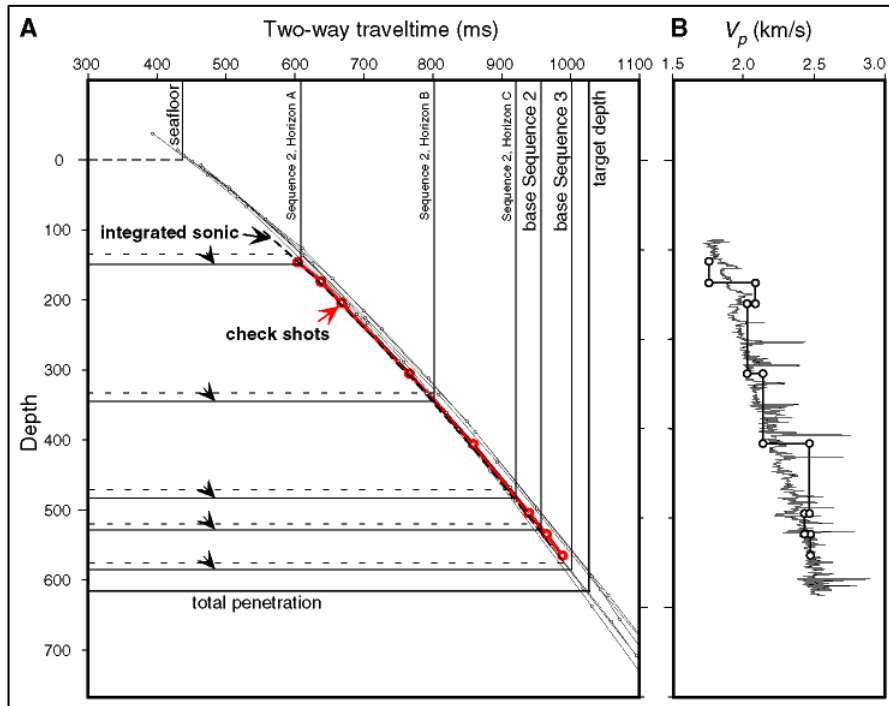
yaitu polaritas *SEG* dan polaritas *European*. Kedua polaritas ini saling berkebalikan seperti ditunjukkan pada **Gambar 32**.



Gambar 32. Polaritas Standar *SEG* dan *European* (Simm dan Bacon, 2014).

5. Checkshot

Checkshot adalah *shot* (tembakan) yang bertujuan untuk mengoreksi dan mengontrol hasil survei kecepatan *continue* (*well velocity survey*) 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 33** 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.

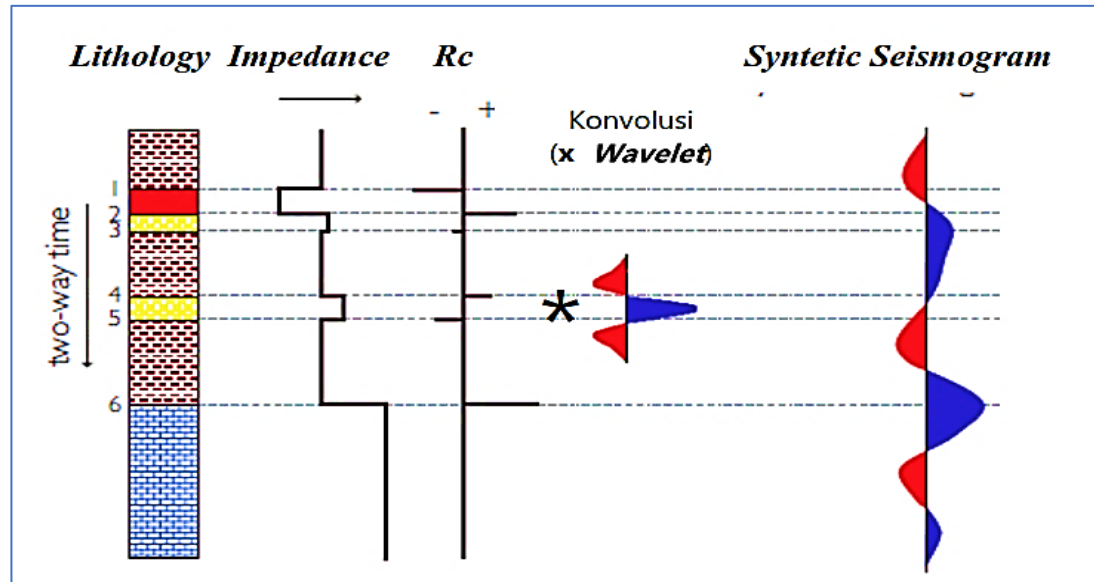


Gambar 33. Kurva Checkshot (Budiarto, dkk., 2015).

6. Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah data seismik buatan yang di buat dari data sumur, yaitu log kecepatan, densitas dan *wavelet* dari data seismik. Dengan mengalikan kecepatan dengan densitas maka akan didapatkan deret koefisien refleksi. Koefisien refleksi ini kemudian dikonvolusikan dengan *wavelet* sehingga akan didapatkan seismogram sintetik pada daerah sumur tersebut sebagaimana diilustrasikan pada **Gambar 34**.

Seimogram sintetik ini digunakan untuk mengikat data sumur dengan data seismik. Sebagaimana diketahui, data seismik umumnya berada dalam domain waktu (*TWT*) sedangkan data sumur berada dalam domain kedalaman (*depth*). Sehingga sebelum dilakukan pengikatan, langkah awal yang harus dilakukan adalah konversi data sumur ke domain waktu dengan cara membuat seismogram sintetik dari sumur.



Gambar 34. Sintetik Seismogram yang didapatkan dari Proses Konvolusi Koefisien Refleksi dengan *Wavelet* (Simm Dan Bacon, 2014).

D. Reservoir

Reservoir merupakan suatu tempat atau wadah terakumulasinya suatu fluida. Reservoir sendiri terdiri dari beberapa komponen yaitu sebagai berikut:

1. Batuan Penyusun Reservoir

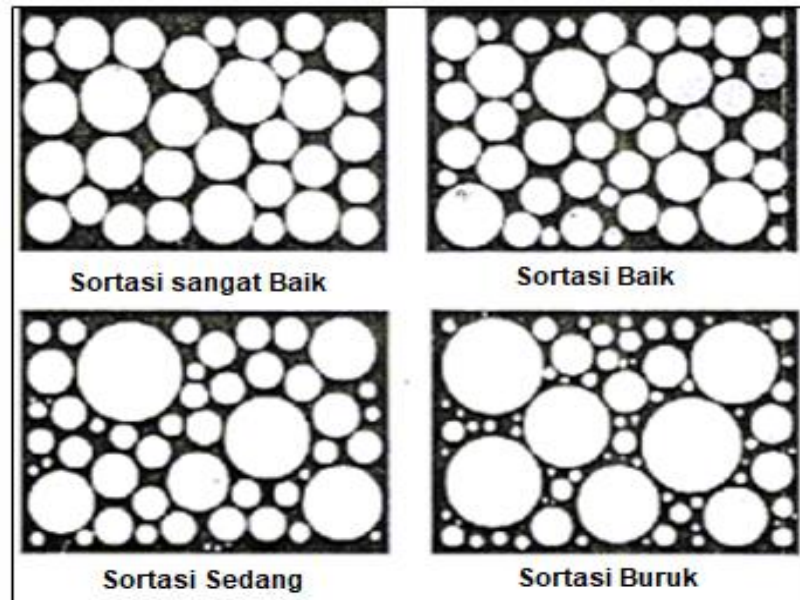
Batuan reservoir umumnya terdiri dari sedimen, yang berupa batu pasir dan karbonat (sedimen klastik) serta batuan *shale* (sedimen non-klastik) atau kadang-kadang vulkanik. Berberapa batuan penyusun reservoir yaitu sebagai berikut:

a. Batupasir

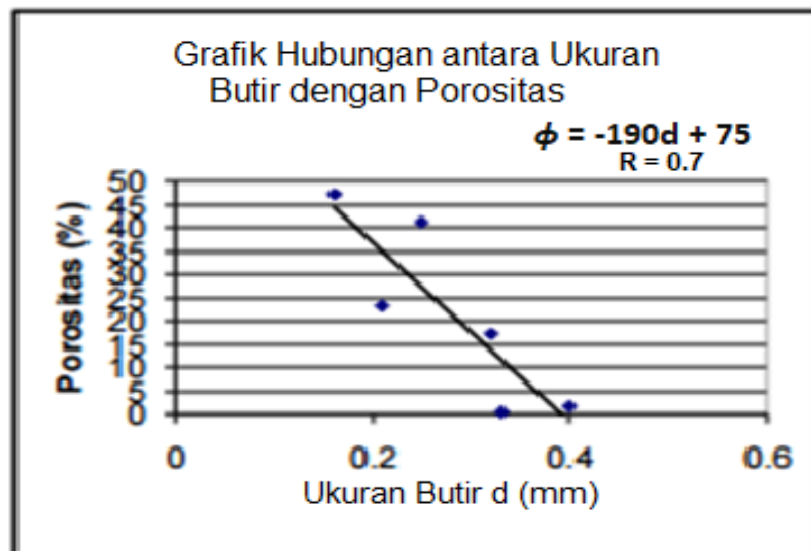
Batupasir terdiri dari *framework* primer dimana didalamnya adalah pecahan pasir dan pori. *Framework* dibentuk oleh material yang berukuran pasir dengan berdiameter antara 1/16 mm sampai 2 mm. Menurut Pettijohn, batu pasir dibagi menjadi tiga kelompok, yaitu *orthoquartzites*, *graywacke* dan *arkose* dimana pembagian tersebut dibagi berdasarkan

jumlah kandungan mineralnya. *Orthoquartzites* merupakan jenis batuan yang terbentuk dari proses menghasilkan unsur *silica* yang tinggi, dengan tidak mengalami metamorfosa (perubahan bentuk) dan pemadatan terutama terdiri dari mineral kuarsa dan mineral lain yang stabil. *Graywacke* merupakan jenis batupasir yang tersusun dari unsur-unsur mineral yang berbutir besar, yaitu kuarsa, *clay*, *mika flake* $\{KAl_2(OH)_2AlSi_3O_{10}\}$, *magnesite* ($MgCO_3$), *fragmen phillite*, fragmen batuan beku, feldspar dan mineral lainnya.

Arkose merupakan jenis batu pasir yang biasanya tersusun dari kuarsa sebagai mineral dominan, meskipun sering kali mineral *arkose feldspar* ($MgAlSi_3O_8$) yang jumlahnya lebih banyak dari kuarsa serta batupasir jenis ini tersusun juga oleh mineral-mineral yang bersifat kurang stabil seperti *clay* $\{Al_4Si_4O_{10}(OH)_8\}$, *microline* ($KAlSi_3O_8$), *biotite* $\{K(Mg,Fe)_3(O,OH)_2Si_2O_{10}\}$ dan $(AlSi_3O_{10})(OH)_2$ serta *plagioklas* $\{(Ca,Na)(AlSi)AlSi_2O_8\}$ (Rukmana, 2017). Adapun tingkat sortasi dari batuan sedimen pasir dapat mempengaruhi nilai porositas seperti yang terdapat pada **Gambar 35** dan **Gambar 36** di bawah ini.



Gambar 35. Sortasi Batuan Pasir (Nurwidyanto, 2005).



Gambar 36. Grafik Hubungan Ukuran Butir terhadap Porositas (Nurwidyanto, 2005).

b. Batuan Karbonat

Batuan karbonat terdiri dari batuan *limestone* dan *dolomite* yang memiliki mineral penyusun yang berbeda. Batuan karbonat merupakan batuan yang terjadi akibat pengendapan, adapun cara atau proses terbentuknya batuan karbonat adalah merupakan proses sedimentasi kimia

dan biokimia yang merupakan karbonat, sulfat, silikat, fosfat dan lain-lain. Batuan karbonat merupakan batuan reservoir penting untuk minyak dan gas bumi, dari 75% daratan yang dibawah batuan sedimen, kira-kira 1/5 dari masa sedimen ini terdiri dari batuan karbonat (gamping dan dolomit). Pada umumnya terbagi menjadi empat macam yaitu: terumbu karbonat, gamping klastik, dolomit, dan gamping afanitik (Triwibowo, 2010).

c. Batuan *Shale*

Komposisi dasar batuan *shale* adalah mineral *clay* yang berupa *smectite*, *illite*, *kaolinite*, *chlorite*, *attapulgite* dan *mixed-layer clay*. Batuan karbonat memiliki porositas yang berbeda sesuai dengan kedalamannya seperti yang terlihat pada **Tabel 5** sebagai berikut:

Tabel 5. Nilai Porositas Batuan *Shale* berdasarkan Kedalaman (Harsono, 1997).

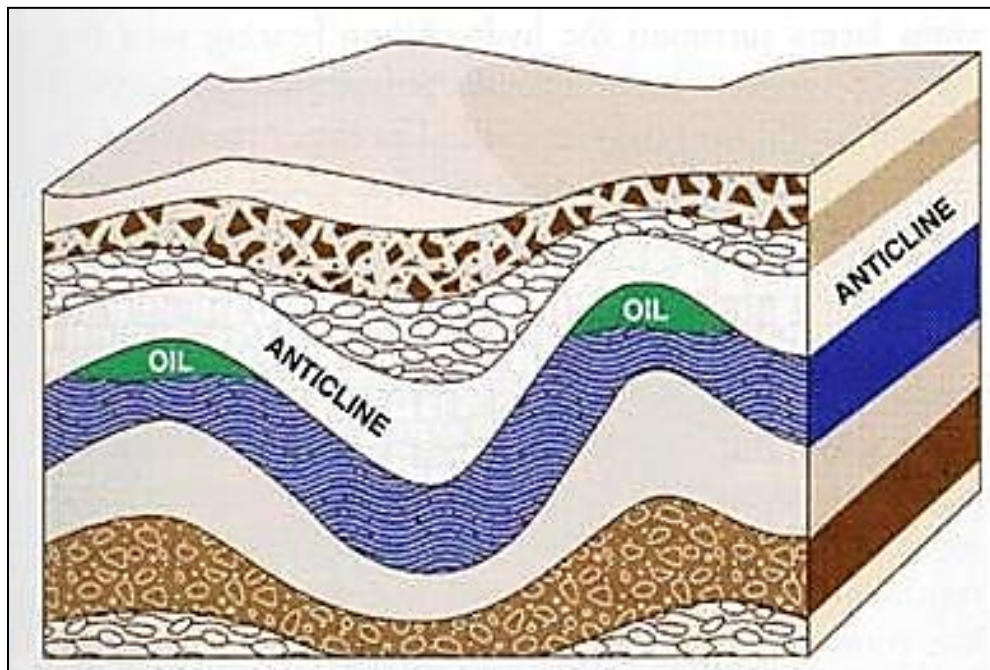
Kedalaman di bawah permukaan (ft)	Porositas %
0-1000	50
1000	30
2000	23
3000	18
8000	8

2. Jenis - Jenis Perangkap Reservoir

Jenis reservoir berdasarkan perangkap reservoir dapat dibagi menjadi tiga, yaitu perangkap struktur, perangkap stratigrafi dan perangkap kombinasi struktur dan stratigrafi. Jenis-jenis perangkap reservoir, yaitu :

a. Perangkap Struktur

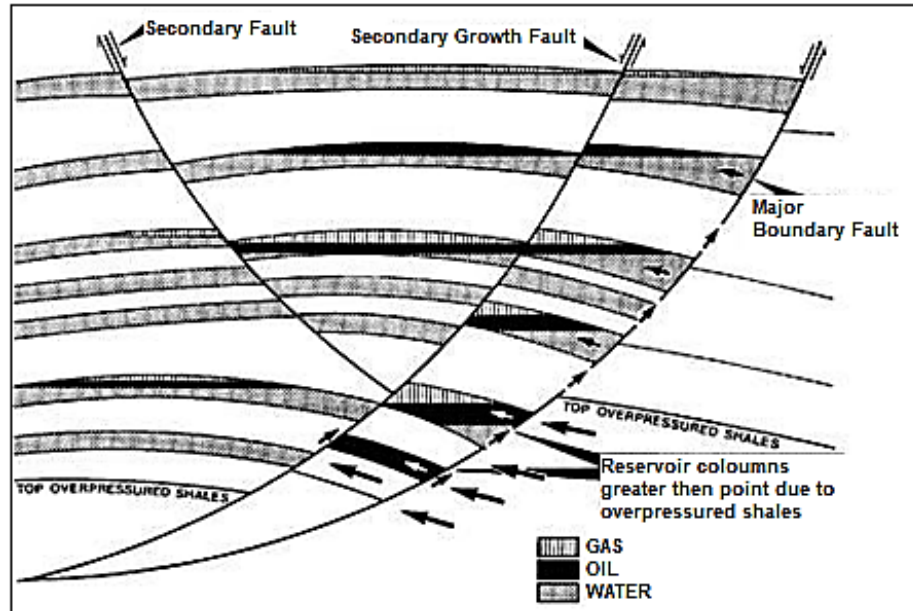
Perangkap struktur merupakan perangkat yang paling orisinal dan sampai dewasa ini merupakan perangkat yang paling penting. Pada perangkat struktur terdapat berbagai unsur perangkat yang merupakan lapisan penyekat di reservoir sehingga dapat menjebak minyak, hal ini disebabkan gejala tektonik atau struktur misalnya perlipatan dan patahan. Ada beberapa unsur yang harus dipenuhi untuk terjadinya suatu perangkat yang betul-betul hanya disebabkan oleh patahan yaitu: adanya kemiringan wilayah, paling sedikit ada dua patahan yang saling berpotongan, adanya suatu lengkungan lapisan atau suatu perlipatan serta perlengkungan dari patahan itu sendiri dan kemiringan wilayah. Seperti yang terdapat pada **Gambar 37.**



Gambar 37. Perangkap Struktur (Sukmono, 1999).

b. Perangkap Stratigrafi

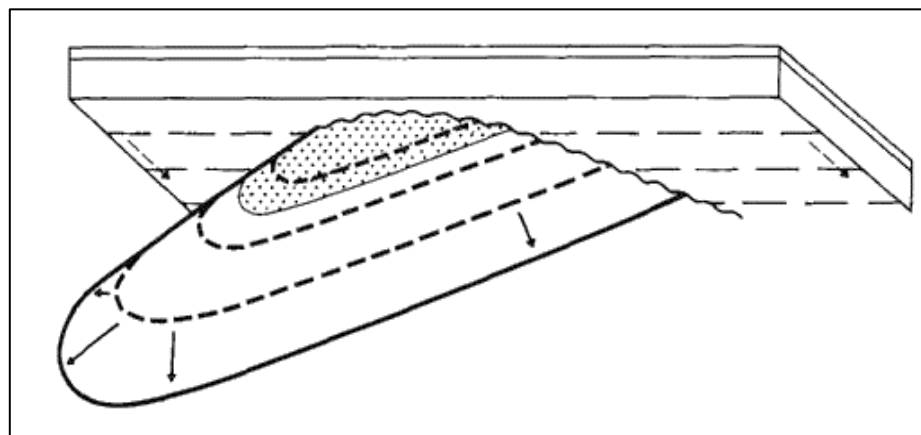
Prinsip perangkap stratigrafi adalah minyak dan gas terjebak dalam perjalanannya ke atas, terhalang dari segala arah terutama dari bagian atas dan pinggir, karena batuan reservoir menghilang atau berubah fasies menjadi batuan lain atau batuan yang karakteristik. Reservoir menghilang sehingga merupakan penghalang permeabilitas, beberapa unsur perangkap stratigrafi yaitu: Adanya perubahan sifat litologi dengan beberapa sifat reservoir, ke satu atau beberapa arah sehingga merupakan penghalang permeabilitas. Adanya lapisan penyekat yang menghimpit lapisan reservoir tersebut ke arah atas atau pinggir. Kedalam struktur lapisan reservoir yang sedemikian rupa sehingga dapat menjebak minyak naik, kedudukan struktur ini sebetulnya melokalisasi posisi tertinggi dari pada daerah potensial rendah dalam lapisan reservoir yang telah tertutup dari arah atas dan pinggir oleh beberapa unsur tersebut di atas. Kedudukan struktur ini dapat disebabkan oleh kedudukan pengendapan atau juga karena kemiringan pengendapan. Pembajian, dimana lapisan reservoir yang dihimpit diantara lapisan menipis dan menghilang. Penyerpihan (*Shale-Out*), dimana ketebalan tetap akan tetapi sifat litologi berubah. Persentuhan dengan bidang erosi, dimana suatu lapisan dapat berakhir ke suatu arah. Pada hakekatnya, perangkap stratigrafi didapatkan karena letak posisi struktur tubuh batuan, sehingga batas lateral tubuh tersebut merupakan penghalang permeabilitas ke arah atas atau ke pinggir. Seperti yang terdapat pada **Gambar 38**.



Gambar 38. Perangkap Stratigrafi Struktur (Sukmono, 1999).

c. Perangkap Kombinasi

Perangkap kombinasi yaitu perangkap yang terdiri dari gabungan perangkap struktur dan stratigrafi sebagai contoh yaitu perangkap kombinasi antara lipatan dengan pembajian dimana pembajian terdapat struktur antiklin sehingga hidrokarbon terperangkap atau kombinasi pembajian dengan patahan dimana pemotongan oleh batuan lainnya yang terjadi pada daerah patahan. Seperti yang terdapat pada **Gambar 39**.



Gambar 39. Perangkap Kombinasi Struktur (Sukmono, 1999).

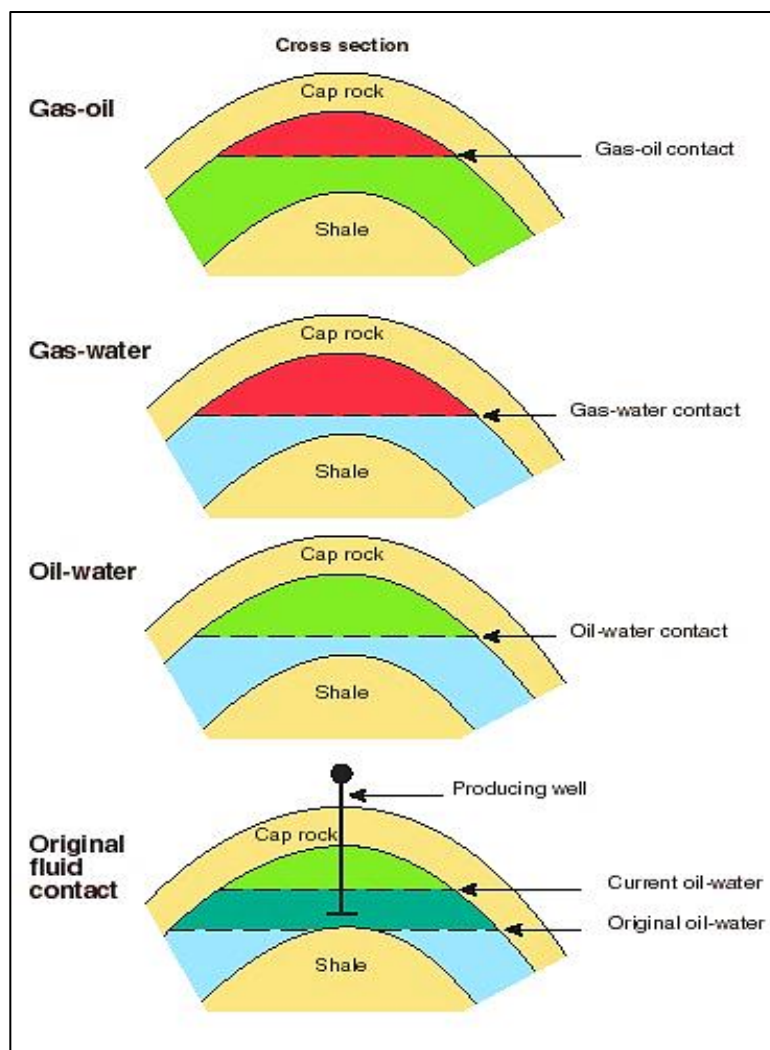
3. Fluida Pengisi Reservoir

Fluida pengisi reservoir dapat berupa tiga jenis fluida yaitu berupa air, minyak dan gas dimana ketiganya dapat berada di dalam satu reservoir. Analisis dari persentase ketiganya sangat diperlukan untuk mengetahui keekonomisan dari produksi minyak. Zona air dibedakan dengan zona minyak akan menunjukkan harga tahanan jenis formasi (Rt) yang lebih tinggi daripada zona air (Widada, dkk., dalam Triyanto, 2016).

E. *Fluid Contact* (Kontak Fluida dalam Reservoir)

Salah satu hal yang perlu dipertimbangkan dalam pengembangan lapangan minyak adalah *Fluid Contact*. *Fluid contact* adalah perbatasan antara dua permukaan fluida di dalam suatu reservoir. Terdapat 3 macam *fluid contact*, yaitu *gas oil contact* (GOC), *gas water contact* (GWC) dan *oil water contact* (OWC). GOC adalah perbatasan antara permukaan gas dan minyak di dalam reservoir, GWC adalah perbatasan antara permukaan gas dan air di dalam reservoir (biasanya pada reservoir gas), dan OWC adalah perbatasan antara permukaan air dan minyak di dalam reservoir. *Fluid contact level* adalah letak kedalaman yang menjadi batas permukaan antara dua jenis fluida yang berbeda. *Fluid contact level* ini perlu diketahui untuk 2 hal penting, pertama untuk proses perhitungan cadangan volumetrik minyak di dalam reservoir, kedua adalah untuk proses pemboran dan juga produksi nanti untuk menentukan kedalaman sumur produksi maupun injeksi sebelum dilakukan proses pemboran. Secara umum, *fluid contact* ini dapat diperoleh pada saat proses eksplorasi dilakukan, dan kedalamannya dapat diketahui secara spesifik

dengan penilaian formasi menggunakan alat *logging*. Berikut ini adalah skema *fluid contact* di dalam reservoir.



Gambar 40. Skema *Fluid Contact* dalam Reservoir (Sebastian, 2015).

Fungsi utama dari menentukan kedalaman *fluid contact* ini adalah untuk dapat menghitung besarnya IGIP (*Initial Gas In Place*) ataupun IOIP (*Initial Oil In Place*). Selain itu, menentukan letak fluida di dalam reservoir dan menentukan letak kedalaman perforasi yang akan dilakukan dalam proses produksi reservoir. Dengan mengetahui letak kontak antara 2 fasa fluida, dapat diketahui volume fluida tersebut (Sebastian, 2015).

F. Perhitungan Cadangan Hidrokarbon

Perhitungan cadangan hidrokarbon dapat dilakukan dengan cara perhitungan deterministik dan probabilistik. Perhitungan deterministik yaitu perhitungan yang pasti yang dapat mengklasifikasikan cadangan sedangkan perhitungan probalistik yaitu perhitungan-perhitungan kemungkinan. *Resource* merupakan jumlah keseluruhan minyak, gas dan zat ikutan yang diperkirakan dari suatu reservoir sedangkan *reserves* merupakan bagian dari *resource* yang dapat dihitung dimisalkan *gas reserves*. Adapun metode dalam perhitungan cadangan dapat dilakukan dengan sebagai berikut:

1. Metode Volumetrik

Metode perhitungan cadangan dilakukan dengan menggunakan pendekatan metode *volumetric*. Metode ini merupakan metode yang menghitung cadangan hidrokarbon di tempat pada kondisi asli reservoir. Untuk menghitung cadangan hidrokarbon terlebih dahulu mencari nilai *Volume bulk* (V_b) dari reservoir yang ditempati oleh fluida. Oleh sebab itu, analisis petrofisika penting dilakukan untuk mengetahui parameter dan properti petrofisika serta ketebalan formasi produktif (*netpay reservoir*). Dalam perhitungan *original in place* diperlukan nilai *net to gross* (N/G) yaitu perbandingan *net sand* terhadap *gross sand* yang merupakan perbandingan tebal lapisan batupasir yang dianggap cukup produktif untuk tersimpannya hidrokarbon terhadap tebal formasi secara keseluruhan yang dianggap sebagai *gross sand*. Perhitungan volume reservoir atau dilakukan dengan menggunakan persamaan *trapezoidal* atau persamaan *pyramidal*, yang dipengaruhi rasio luas antara kontur satu dengan kontur lain yang

berada di atasnya. Perbandingan antara luas area di atas dan di bawah tersebut dikenal dengan rasio area yang dirumuskan sebagai berikut (Tearpock & Bischke, 1991):

$$Rasio = \frac{A_{n+1}}{A_n} \dots\dots\dots(3.30)$$

Dimana:

A_{n+1} = Luas area yang dilingkupi kontur n+1 (m²)

A_n = Luas area yang dilingkupi kontur n (m²)

Pendekatan metode dalam perhitungan *volume bulk* (Vb) reservoir yaitu (Tearpock & Bischke, 1991):

a. Cara Pyramidal

Metode ini digunakan bila harga perbandingan antara kontur yang berurutan kurang atau sama dengan 0,5 atau $\frac{A_{n+1}}{A_n} < 0,5$. Persamaan yang digunakan adalah :

$$Vb = \frac{h}{3} \times (A_n + A_{n+1} + \sqrt{A_n + A_{n+1}}) \dots\dots\dots(3.31)$$

b. Cara Trapezoidal

Metode ini digunakan bila harga perbandingan antara kontur yang berurutan lebih dari 0,5 atau $\frac{A_{n+1}}{A_n} > 0,5$. Persamaan yang digunakan adalah :

$$Vb = \frac{h}{2} \times (A_n + A_{n+1}) \dots\dots\dots(3.32)$$

Keterangan :

Vb = *Volume bulk* (m^3)

h = Interval garis – garis *netpay area* (m^2)

A_n = Luas daerah yang dibatasi oleh *netpay* terendah (m^2)

A_{n+1} = Luas daerah yang dibatasi oleh garis *netpay* tertinggi (m^2)

Data yang diperlukan untuk perhitungan OOIP/OGIP secara volumetrik adalah *volume bulk* (Vb), porositas batuan (ϕ), saturasi fluida (Sf) atau saturasi air (Sw), *net to gross* (N/G) dan faktor volume saturasi fluida (Boi atau Bgi). *Volume bulk* (Vb) merupakan suatu volume dari reservoir yang diperoleh dari perhitungan setelah pemodelan *depth structure map*. Dalam penentuan *volume bulk* sangat diperlukan untuk mengetahui suatu volume reservoir yang dikorelasikan terhadap parameter petrofisika lainnya. Selain itu, penentuan *volume bulk* juga memerlukan peta kontur kontak fluida. Peta kontur diperlukan untuk menentukan *peta isopach* dimana terdapat data kontak air-minyak (OWC), kontak air-gas (GWC) dan kontak minyak-gas (GOC) (Fitriani, 2016).

2. Persamaan Perhitungan Volumetrik Hidrokarbon

Perhitungan cadangan hidrokarbon terdiri dari perhitungan cadangan minyak (*Original Oil In Place/OOIP*) dan gas (*Original Gas In Place/OGIP*). Persamaan yang digunakan untuk menghitung cadangan hidrokarbon dalam reservoir secara volumetrik yaitu:

a. Original Oil In Place (OOIP)

$$OOIP = \frac{7758 \times Vb \times \phi \times Sw \times (N/G)}{Boi}, \text{STB} \dots \dots \dots (3.33)$$

Keterangan:

OOIP = Original oil in place (STB)

7758 = Faktor konversi dari *acre.feet* ke BBL.Barrel

Vb = Volume bulk reservoir (*acre.feet*)

Φ = Porositas efektif rata-rata (fraksi)

Sw = Saturasi air rata-rata (fraksi)

N/G = Net sand to gross sand (fraksi)

Boi = Faktor volume formasi minyak mula-mula, BBL/STB

b. Original Gas In Place (OGIP)

$$OGIP = \frac{43560 \times Vb \times \phi \times Sw \times (N/G)}{Bgi}, \text{SCF} \dots \dots \dots (3.34)$$

Keterangan:

OGIP = Original gas in place (SCF)

43560 = Faktor konversi dari *acre.feet* ke ft³

Vb = Volume bulk reservoir (*acre.feet*)

Φ = Porositas efektif rata-rata (fraksi)

Sw = Saturasi air rata-rata (fraksi)

N/G = Net sand to gross sand (fraksi)

Bgi = Faktor volume formasi gas mula-mula, BBL/SCF (Fitriani, 2016).

B. Alat dan Bahan Penelitian

Adapun alat dan bahan yang digunakan saat penelitian Tugas Akhir ini yaitu sebagai berikut:

1. Data Sumur (*Log Gamma Ray*, *Log Density*, *Log Neutron Porosity*, *Log Resistivity*, *Log Sonic*, *Log Caliper*, Koordinat X-Y, *Marker Geologi*, *Data Well Header*, dan *Data Core Sumur SP-2*).
2. Data Eksplorasi Geofisika (*Seismik 2D PSTM*, *Checkshot*).
3. Data Geologi Regional dan Stratigrafi Area Penelitian.
4. Laptop dan *Software* Pengolahan.

C. Prosedur Penelitian

Adapun prosedur percobaan yang digunakan pada penelitian Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Studi Literatur

Studi literatur dilakukan pada tahapan awal untuk mengumpulkan data-data yang berkaitan dengan penelitian seperti tinjauan pustaka dan teori dasar sehingga dapat mempermudah dalam penelitian. Pada tahapan studi literatur, penulis mempelajari tatanan geologi dan stratigrafi regional daerah penelitian.

2. Persiapan dan Pengumpulan Data

Tahapan persiapan dan pengumpulan data merupakan tahapan untuk mengumpulkan data sesuai target dalam penelitian ini. Adapun beberapa data yang telah tersedia pada penelitian ini, yaitu:

a. Data Sumur

Dalam penelitian ini digunakan 4 data sumur, yaitu sumur SP-1, sumur SP-2, sumur SP-3, dan sumur SP-4. Masing-masing pada data sumur tersebut memiliki variasi log. Kelengkapan data log pada masing-masing sumur dapat dilihat pada **Tabel 7**. Jenis sumur pada lapangan ini merupakan sumur vertikal.

Tabel 7. Kelengkapan Data Log Tiap Sumur Penelitian Lapangan RF.

No.	Well	Log GR	Log Cal	Log SP	Log Resistivity						Log Porosity		Log Density		Log Sonic	Checkshot
					LLD	LLS	MSFL	ILD	ILM	MLL	NPHI	CNCF	RHOB	ZDNC		
1	SP-1	√	—	√	√	√	√	—	—	—	√	—	√	—	√	—
2	SP-2	√	√	√	√	√	√	—	—	—	—	√	—	√	√	—
3	SP-3	√	√	√	√	√	√	—	—	—	√	—	√	—	√	√
4	SP-4	√	√	√	—	—	—	√	√	√	√	—	√	—	√	√

b. Data Seismik

Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini adalah data seismik *post stack time migration* (PSTM) 2D dengan jumlah lintasan seismik sebanyak 14 lintasan (*line*). Data seismik ini memiliki format SEG-Y, data ini digunakan untuk pemodelan *depth structure map* yang selanjutnya digunakan dalam interpretasi kontak fluida yang diintegrasikan dengan analisis petrofisika.

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* dapat mengonversi domain sumur (kedalaman) menjadi domain waktu (*time to depth conversion*). Pada penelitian ini data *checkshot* yang digunakan adalah data *checkshot* SDR-3 dan SDR-4.

d. Data Marker

Data *marker* digunakan sebagai acuan melakukan *picking horizon* dan pengikatan data sumur dan seismik. Data *marker* yang digunakan untuk pemetaan Formasi Talang Akar adalah TAF, TAF-SS-A, b-TAF-SS-A, TAF-SS-B, b-TAF-SS-B, dengan TAF sebagai *top marker* dan b-TAF-SS-B sebagai *bottom marker* sedangkan untuk pemetaan pada Formasi Lemat menggunakan *marker* Lemat-SS, dan Lemat-Shales serta pemetaan pada lapisan *basement* adalah *marker* Basement.

e. Well Header

Well Header merupakan data yang memuat tentang riwayat pengeboran suatu sumur. Komponen yang ada pada *well header* yang digunakan pada penelitian ini antara lain nilai koordinat x dan y suatu sumur, nilai *kelly bushing surface (KB)*, nilai elevasi, total kedalaman sumur serta indikasi fluida reservoir.

f. Software dan Hardware

Software yang digunakan pada penelitian ini adalah Hampson-Russell (HRS) versi CE8R1 untuk pengolahan data seismik yang bertujuan untuk memperoleh nilai korelasi *well to seismic tie* yang sesuai, *software* Interactive Petrophysic (IP) versi 3.5 untuk pengolahan data sumur hingga *lumping* petrofisika, *software* Petrel versi 2010.2.2 untuk *picking fault*, *picking horizon*, operasi konversi *time to depth structure map*, pembuatan peta, dan operasi perhitungan volume reservoir serta *software* Microsoft Excel versi 2010 untuk pengolahan data cadangan dan operasi perhitungan cadangan volumetrik

hidrokarbon. Sedangkan untuk *hardware* yang digunakan yakni sebuah laptop dengan spesifikasi Intel Core i5 dan RAM 4GB.

3. Pengolahan Data

a. Pengolahan Data Sumur dan Perhitungan Properti Petrofisika

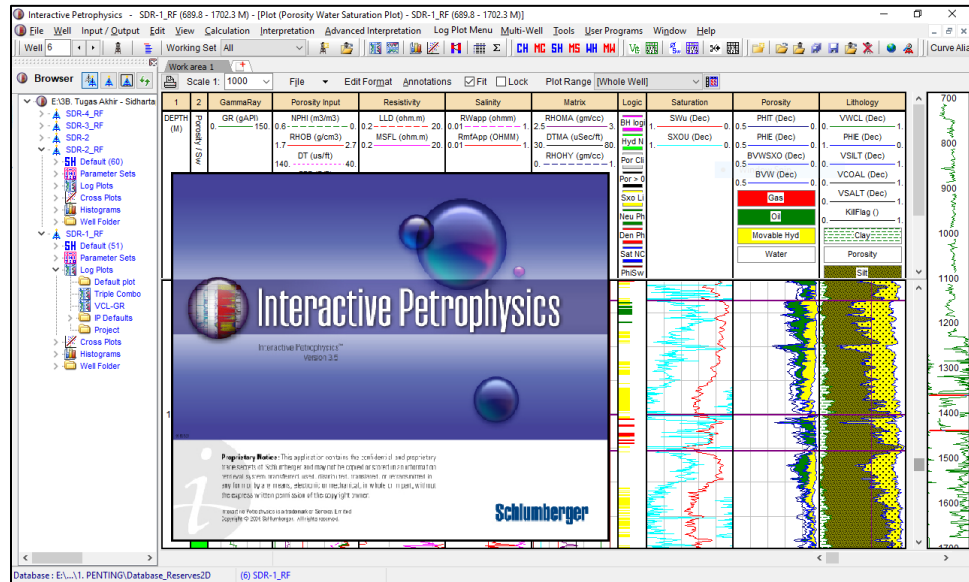
Pengolahan data sumur dilakukan dengan 2 tahapan yaitu tahap interpretasi kualitatif dan interpretasi kuantitatif. Interpretasi kualitatif dilakukan secara *quick look* guna membantu menginterpretasikan zona *porous permeable*, ketebalan dan batas lapisan, jenis litologi atau mineral, dan fluida pengisi formasi pada sumur yang teramati sebelum melakukan analisis kuantitatif. Untuk menentukan zona reservoir hidrokarbon secara *quick look* dapat dengan melihat nilai log *gamma ray* yang rendah sebagai indikasi lapisan *permeable*, log resistivitas yang relatif sedang atau tinggi sebagai indikasi fluida pengisi reservoir serta terjadi separasi antara log *density* dan log *porosity* sebagai indikasi adanya reservoir.

Tahap selanjutnya yaitu dengan melakukan interpretasi kuantitatif yaitu dengan menganalisis kandungan *shale* dengan menghitung berdasarkan nilai *gamma ray* dan menganalisis kandungan lempungnya. Indikator kandungan lempung selanjutnya akan digunakan untuk koreksi lempung pada perhitungan porositas dan saturasi air. Setelah mengevaluasi kandungan lempung selanjutnya menghitung porositas. Fokus penelitian ini yaitu porositas efektif yaitu nilai porositas total yang telah dikurangi faktor lempung. Selanjutnya menentukan harga saturasi air formasi. Sebelum menghitung saturasi, dibutuhkan nilai resistivitas air formasi atau *resistivity water* (R_w) yang didapatkan melalui tahap evaluasi nilai R_w menggunakan

hubungan salinitas air formasi dan temperatur bawah permukaan. Selain itu, juga menentukan nilai permeabilitas berdasarkan data log dengan formula permeabilitas Schlumberger. Kemudian menghitung nilai *cut-off* dari tiap parameter, yang selanjutnya akan digunakan sebagai input dalam proses *lumping*. Adapun perhitungan *cut-off* tersebut sebagai berikut:

- *Cut-off* porositas, dengan melakukan *crossplot* antara nilai porositas efektif (*PHIE*) terhadap permeabilitas (*K*) Schlumberger.
- *Cut-off volume shale*, dengan melakukan *crossplot* antara nilai *volume clay gamma ray* (*Vcl GR*) terhadap nilai porositas efektif (*PHIE*).
- *Cut-off* saturasi air, dengan melakukan *crossplot* antara nilai saturasi air (*Sw*) terhadap nilai porositas efektif (*PHIE*).

Tahapan lain dalam pengolahan data sumur setelah mengetahui zona target pada masing-masing sumur yaitu menentukan kontak fluida. Kontak fluida terdiri dari *gas oil contact* (*GOC*), *gas water contact* (*GWC*) dan *oil water contact* (*OWC*). Kontak fluida dapat ditentukan dengan mengidentifikasi log resistivitas yang menunjukkan perubahan nilai atau defleksi kurva log resistivitas secara signifikan (dalam hal ini, dari skala besar menuju skala kecil). Perubahan nilai yang signifikan ini diakibatkan adanya perbedaan jenis kandungan fluida pengisi formasi pada zona *porous permeable*. Dalam melakukan identifikasi, diperlukan korelasi antar sumur (*well section*) untuk melihat kemenerusan batas kontak fluida dari masing-masing sumur penelitian.



Gambar 41. Tampilan lembar kerja *software* Interactive Petrophysic (IP) versi 3.5 sebagai *window* pengolahan analisis petrofisika.

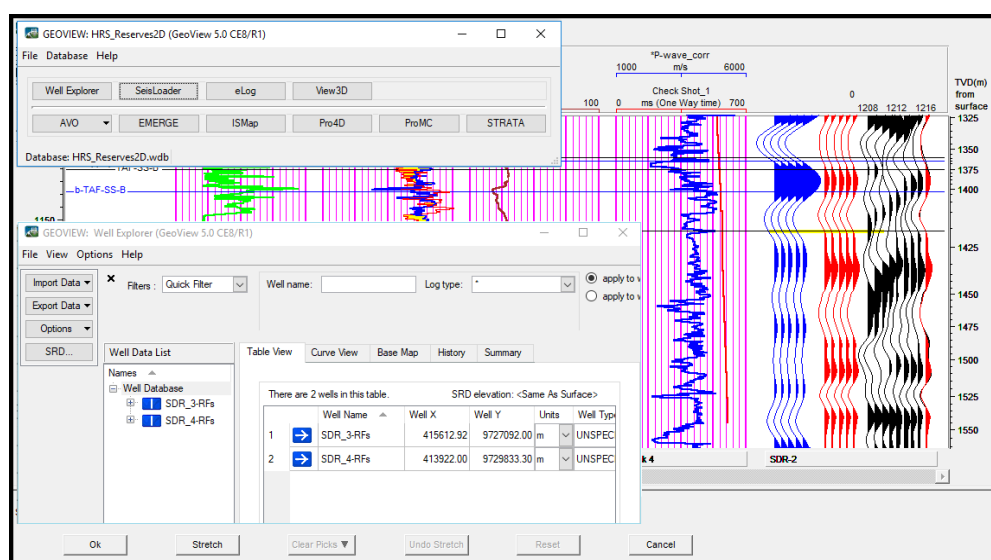
b. Pengolahan Data Seismik dan Interpretasi Seismik

Tahap pengolahan data seismik dimulai dengan menginput data seismik, data *checkshot*, data sumur dan data *marker* kedalam *software* pengolahan. Selanjutnya dilakukan analisis sumur untuk melihat secara langsung zona yang berpotensi memiliki kandungan hidrokarbon. Dengan demikian, dapat diketahui korelasi ketebalan rata-rata dari masing-masing sumur. Tahap selanjutnya adalah melakukan ekstraksi *wavelet*, dimana pada tahap ini *wavelet* yang digunakan adalah *wavelet ricker*. Kemudian dilakukan pembuatan sintetik seismogram yang merupakan hasil konvolusi dari koefisien refleksi dengan *wavelet*.

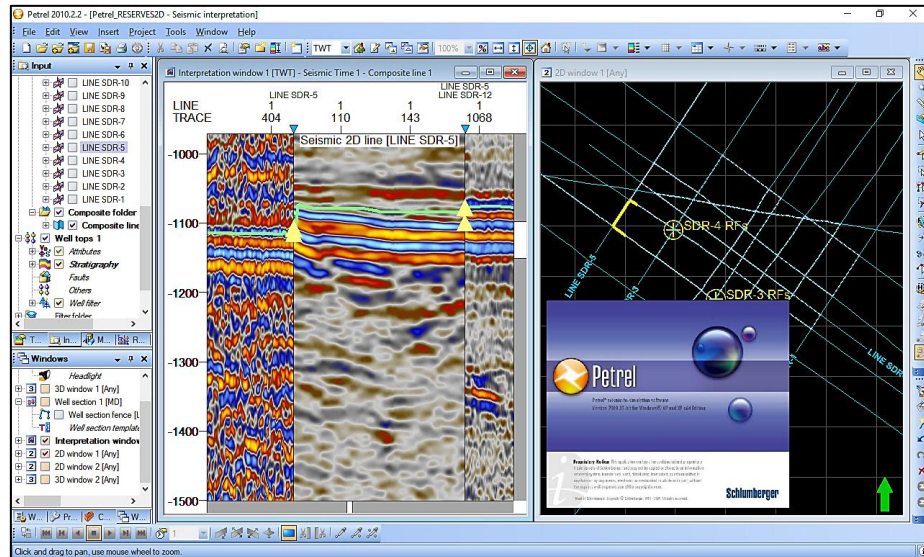
Tahap berikutnya yaitu melakukan pengikatan data sumur dengan data seismik (*well to seismic tie*). Proses ini dilakukan untuk menyamakan domain sumur yaitu kedalaman dengan domain seismik yaitu waktu. Tujuan akhir dari pengikatan ini adalah mengetahui posisi *marker* geologi pada data

seismik. Proses *well seismic tie* ini sangat dipengaruhi oleh *shifting* dan *stretching*. *Shifting* adalah proses memindahkan seluruh komponen seismogram ke posisi yang diinginkan. Proses ini dilakukan karena adanya perbedaan datum antara data seismik dan data sumur. Sedangkan *stretching* adalah proses meregangkan antara dua *amplitude* yang berdekatan pada data seismogram. Setelah tahapan tersebut, dilakukan proses *picking horizon* dan *picking fault* sebagai bahan dasar dalam pembuatan peta struktur waktu (*time structure map*). Peta ini kemudian dikonversi kedalam satuan meter hingga menghasilkan peta struktur kedalaman (*depth structure map*).

Pada pengolahan data seismik juga dilakukan interpretasi data seismik yaitu penentuan batas *gas oil contact* (GOC) dan *oil water contact* (OWC) ataupun *gas water contact* (GWC) yang akan digunakan sebagai dasar penentuan volume area hidrokarbon (*volume bulk reservoir*). Penentuan kontak fluida pengisi reservoir tersebut didasarkan pada analisis petrofisika yang kemudian diintegrasikan ke dalam data seismik (*depth structure map*).



Gambar 42. Tampilan lembar kerja awal dan fungsi *well explorer* pada *software* Hampson Russell (HRS) CE8R1.



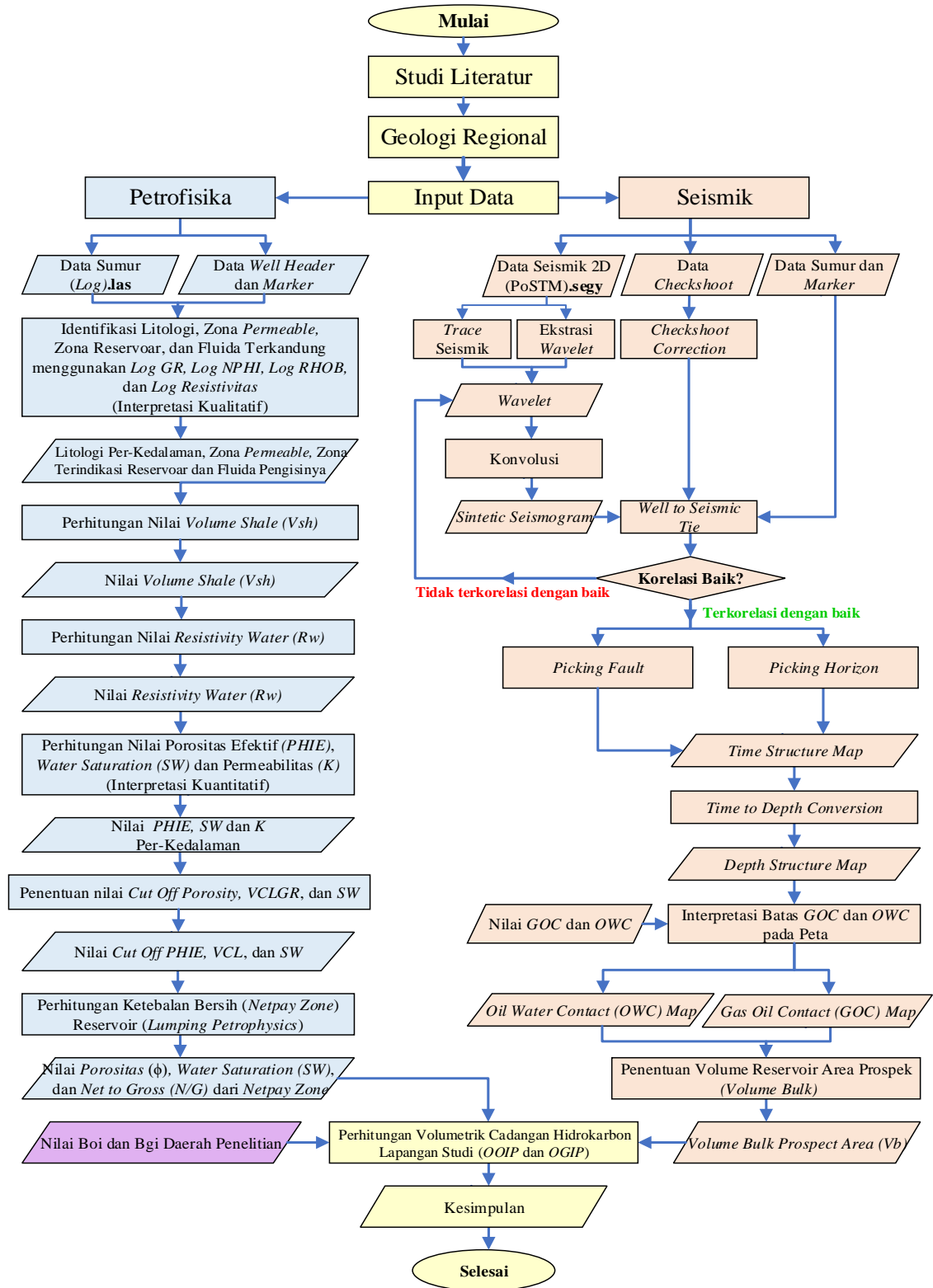
Gambar 43. Tampilan lembar kerja *software* Petrel 2010.2.2 sebagai *window* pengolahan data seismik dan interpretasi seismik.

c. Perhitungan Cadangan Volumetrik

Perhitungan cadangan hidrokarbon secara volumetrik dilakukan berdasarkan parameter petrofisika yang diperoleh dari hasil analisis petrofisika. Parameter petrofisika yang digunakan adalah nilai porositas batuan (ϕ), saturasi air (S_w), *net to gross* (N/G) pada zona *netpay* dan faktor volume saturasi fluida (Bo_i atau B_{gi}). Perhitungan cadangan hidrokarbon di dalam reservoir dihitung menggunakan metode *volumetric*. Data lain yang menunjang persamaan ini salah satunya adalah data *volume bulk* (V_b). Parameter *volume bulk* ditentukan berdasarkan interpretasi kontak fluida reservoir. Untuk menghitung *volume bulk* (V_b), dapat ditentukan dengan dua cara, yaitu cara *pyramidal* pada persamaan 3.31 atau cara *trapezoidal* pada persamaan 3.32. Setelah *volume bulk* (V_b), diperoleh maka selanjutnya menghitung *Original Oil In Place* (*OOIP*) untuk cadangan minyak dan *Original Gas In Place* (*OGIP*) untuk cadangan gas dengan nilai Bo_i dan B_{gi} diketahui sehingga diperoleh besar cadangan hidrokarbon di tempat.

D. Diagram Alir Penelitian

Diagram alir pada penelitian ini adalah sebagai berikut:



Gambar 44. Diagram Alir Penelitian

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

A. Kesimpulan

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan maka dapat disimpulkan bahwa:

1. Berdasarkan analisis kualitatif data log disimpulkan bahwa litologi yang berkembang di daerah penelitian di dominasi oleh batupasir (*sandstone*) pada Formasi Talang Akar hingga ke Formasi Lemat. Fluida yang terdapat pada daerah penelitian yaitu gas bumi, minyak bumi dan air.
2. Berdasarkan analisis kuantitatif data log disimpulkan bahwa nilai rata-rata porositas (ϕ) pada sumur SP-1 sebesar 14.92% yang tergolong porositas baik (Koesoemadinata, 1978), nilai rata-rata nilai saturasi air (S_w) sebesar 41.68%, dan nilai rata-rata kandungan serpih (V_{sh}) sebesar 7.57%. Pada sumur SP-2, nilai rata-rata porositas (ϕ) sebesar 12.84%, nilai rata-rata nilai saturasi air (S_w) sebesar 39.85%, dan nilai rata-rata kandungan serpih (V_{sh}) sebesar 13.60%. Pada sumur SP-3, nilai rata-rata porositas (ϕ) sebesar 15.60%, nilai rata-rata nilai saturasi air (S_w) sebesar 41.98%, dan nilai rata-rata kandungan serpih (V_{sh}) sebesar 12.70%. Dan, pada sumur SP-4, nilai rata-rata porositas (ϕ) sebesar 12.60%, nilai rata-rata nilai saturasi air (S_w) sebesar 39.35%, dan nilai rata-rata kandungan serpih (V_{sh}) sebesar 9.0%.

3. Ketebalan bersih (*netpay zone*) pada sumur SP-1 adalah sebesar 12.30 meter TVDSS, sumur SP-2 adalah sebesar 15.74 meter TVDSS, sumur SP-3 adalah sebesar 11.28 meter TVDSS, dan pada sumur SP-4 adalah sebesar 12.60 meter TVDSS.
4. Diperoleh nilai *cutoff* batas GOC pada lapisan TAF-SS-A adalah 1328m TVDSS, nilai *cutoff* batas GOC pada lapisan TAF-SS-B1 adalah 1355m TVDSS, sedangkan batas OWC pada TAF-SS-B2 adalah 1365m TVDSS dan batas OWC pada lapisan LEMAT-SS adalah 1415m TVDSS.
5. Perhitungan cadangan dilakukan secara volumetrik pada lapisan target dengan prospek utama adalah gas bumi dan minyak bumi. Hasil perhitungan cadangan gas bumi sebesar 1.343,15 MMSTB, yang diperoleh dari lapisan TAF-SS-A, lapisan TAF-SS-B1 di Formasi Talang Akar. Sedangkan untuk total cadangan minyak bumi adalah sebesar 7.85 MMSTB, yang diperoleh dari lapisan TAF-SS-B2, di Formasi Talang Akar, dan lapisan LEMAT-SS, di Formasi Lemat.

B. Saran

Berdasarkan pembahasan pada bab sebelumnya, penulis menyarankan perlu dilakukan proses Inversi Seismik (Inversi Impedansi Akustik) untuk mengetahui persebaran properti reservoir secara lateral di daerah penelitian. Selain itu, pada penelitian lebih lanjut disarankan untuk melengkapi hasil uji laboratorium seperti nilai R_w , data analisis fluida reservoir serta data analisis batuan inti pada penelitian lanjutan dengan alasan untuk meningkatkan validitas data.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, M. 2007. *Konsep Dasar Seismik Refleksi-Edisi Revisi*. Bandung: ITB.
- Asparini, D. 2011. *Penerapan Metode Stacking dalam Pemrosesan Sinyal Seismik Laut di Perairan Barat Aceh*. Bogor: IPB.
- Asquith, G. dan Krygowski, D. 2004. *Basic Well Log Analysis: Second Edition*. Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologists (AAPG).
- 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.
- Bemmelen, R. W. V. 1949. *The Geology of Indonesia*. Netherlands: Government Printing Office.
- Bishop, M. G. 2000. *Petroleum Systems Of The Northwest Java Province Java and Offshore South East Sumatra Indonesia*. Colorado: USGS.
- Bishop, M. G. 2001. *South Sumatera Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System*. Colorado: USGS.
- 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.
- De Coster, G. L. 1974. The Geology of Central and South Sumatera Basins, USA: *Proceeding of The Indonesian Petroleum Association 3rd Annual Convention*.

- Doust, H., dan Noble, R.A. 2008. Petroleum Systems of Indonesia. Marine and Petroleum Geology. *Elsevier - Marine and Petroleum Geology*, 25, p. 103 - 129.
- 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.
- Fitriani, C. 2016. *Perhitungan Volumetrik Cadangan Hidrokarbon Menggunakan Data Petrofisika Dan Seismik Pada Reservoir Batupasir Formasi Talang Akar, Lapangan CTR, Cekungan Sumatra Selatan*. Skripsi Sarjana Jurusan Geofisika FMIPA Universitas Hasanudin: Tidak diterbitkan.
- Ginger, D., dan Fielding, K. 2005. The Petroleum Systems and Future Potential of The South Sumatera Basin. *Proceeding Indonesian Petroleum Association 2005*, IPA05-G-039, p. 67 – 89.
- Halliburton. 2001. *Basic Petroleum Geology*. Schlumberger Wireline Logging & Testing: Texas.
- 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 Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta: Tidak diterbitkan.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log Petrofisika: Edisi Revisi - 8*. Schlumberger Oil Services: Indonesia.
- KESDM. 2011. *Rencana Strategis 2009-2015*. Bandung: Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi.
- KESDM. 2015. *Rencana Strategis 2015-2019*. Bandung: Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi.
- Koesoemadinata, R.P. dan Hardjono. 1978. Tertiary Coal Basins of Indonesia. *Proceeding for the 10th Annual Of CCOP, Geology Survey of Indonesia*.

- 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.
- Pulunggono, A. 1984. Sumatran Microplates, Their Characteristics And Their Role In The Evolution Of The Central And South Sumatra Basins. *Proceeding Indonesian Petroleum Association (IPA) 13th Annual Convention*, hlm. 121-143.
- Pulunggono, A., Haryo S. dan Kusuma, C.G. 1992. Proceeding Of Indonesian Petroleum Association: Pre-Tertiary And Tertiary Fault Systems As A Framework Of The South Sumatera Basin; A Study Of SAR-Maps. *Proceeding Indonesian Petroleum Association 1992*, IPA92-11.37, p. 339 – 360.
- Ramdhani, E. 2017. *Perhitungan Cadangan Hidrokarbon Formasi Talang Akar Menggunakan Analisis Petrofisika Dan Seismik Inversi AI Dengan Pendekatan Map Algebra Pada Lapangan Bisma, Cekungan Sumatera Selatan*. Skripsi Sarjana FT Universitas Lampung: Tidak diterbitkan.
- Rider, M. 1996. *The Geological Interpretation of Well Logs : First Edition*. Interprint Ltd : Malta.
- Rider, M. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs : Second Edition*. Sutherland : Skotlandia.
- Russel, B. H. 1996. *Introduction To Seismic Inversion Method*, Hampson-Russel Software Service Ltd : Calgary, Alberta.
- Ryan, H. 1994. *Ricker, Ormsby, Klauder, Butterworth – A Choice of Wavelets*. CSEG Recorder Hi-res Geoconsulting. USA.
- Sarjono, S., dan Sardjito, 1989. Hydrocarbon Source Rock Identification In The South Palembang Sub-Basin, *Proceeding Indonesian Petroleum Association (IPA), Eighteenth Annual Convention*.
- Schlumberger. 1989. *Log Interpretation Principles / Applications*. Schlumberger Wireline & Testing: Texas.
- Sebastian, E., 2015. Perkiraan Volume Gas Awal Di Tempat Menggunakan Metode Volumetrik Pada Lapangan POR. *Seminar Nasional Cendekiawan 2015*, ISSN: 2460-8696.

- Sheriff, P. 1982. *Introduction To Seismology: Second Edition*. Cambridge University Press: UK.
- Simm, R. dan Bacon, M. 2014. *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*. Cambridge University Press: UK.
- Spruyt, J. N., 1956. Subdivision And Nomenclature Of The Tertiary Sediments Of The Djambi-Palembang Area. *Jurnal Pertamina, Jakarta*. (Tidak dipublikasikan).
- Sukmono, S., 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi*, Jurusan Teknik Geofisika. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Tearpock, D., & Bischke, R. 1991. *Applied Subsurface Geological Mapping*. New Jersey: Prentice-Hall PTR.
- 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 Reservoar Karbonat Lapangan "X" Menggunakan Data Well Logging dan Petrofisika*. Skripsi Sarjana FT Universitas Lampung: Tidak diterbitkan.
- Veaneta L.A., A. 2016. *Validasi Saturasi Air Menggunakan Analisis Tekanan Kapiler Berdasarkan Metode Regresi Porosity dan Pc Function 2 Pada Sumur X-5 Dan X-6*. Skripsi Sarjana FT Universitas Lampung: Tidak diterbitkan.
- 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.
- Wisnu dan Nazirman, 1997. *Geologi Regional Sumatera Selatan*. Pusat Survei Geologi, Badan Geologi Kementerian ESDM, Bandung.