



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**EVALUASI PROSPEK LAPANGAN SOUTH BARENT SEA, LOPPA  
HIGH, NORWEGIA**

**SKRIPSI**

**Diajukan sebagai syarat memperoleh gelar sarjana sains**

**Byantara Adi**

**0706262243**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM**

**PROGRAM STUDI FISIKA**

**DEPOK**

**MEI 2012**

## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

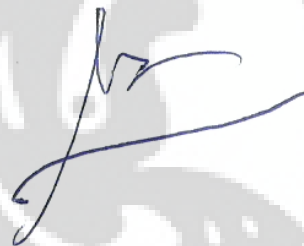
Skripsi ini adalah hasil karya saya sendiri,  
dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk  
telah saya nyatakan dengan benar

Nama : Byantara Adi

NPM : 0706262243

Tanggal : 1 Juni 2012

Tanda Tangan :




## HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi diajukan oleh

Nama : Byantara Adi  
NPM : 0706262243  
Program Studi : Fisika  
Peminatan : Geofisika  
Judul Skripsi : Evaluasi Prospek Lapangan South Barent Sea, Loppa High, Norwegia

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Sains pada Program Studi Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Indonesia

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr.rer.nat Abdul Haris (..... )

Penguji I : Dr. Eng. Supriyanto S. (.....  .....

Penguji II : Dr. Ir. Eko Widiyanto MT. (...  .....

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 1 Juni 2012

## Kata Pengantar

Segala puji dan syukur kepada Allah SWT yang telah memberikan kesempatan kepada penulis untuk menyelesaikan penelitian dan penulisan skripsi ini, dalam rangka untuk memenuhi persyaratan memperoleh gelar Sarjana Sains Jurusan Fisika pada Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Indonesia.

Penulis telah mendapatkan banyak bantuan dari berbagai macam pihak, maka pada bagian ini penulis ingin mengucapkan banyak terima kasih kepada:

1. Bapak Dr.rer.nat Abdul Haris, selaku Pembimbing Tugas Akhir yang telah menyediakan tempat selama penulis melakukan penelitian dan atas waktunya dalam membimbing penulis dalam penelitian.
2. Dr. Syamsu Rosid, selaku Ketua Program peminatan Geofisika FMIPA UI, atas saran dan masukan yang diberikan kepada penulis.
3. Dr. Eng. Supriyanto S dan Dr. Ir Eko Widiyanto MT. selaku penguji sidang.
4. Seluruh Dosen Program Studi Fisika yang telah menanamkan ilmu-ilmu mereka ke dalam kepala penulis yang digunakan selama penelitian Tugas Akhir.
5. Ng Bei Berger M.Si. S.Si., sebagai pembimbing teknis penulis selama menjalani penelitian.
6. Orang tua dan saudara penulis yang secara tidak langsung menjadi pemacu penulis dalam menyelesaikan penelitian tugas akhir.
7. Edwina Fitri Ardlina atas dukungannya dan waktu yang telah diberikan dalam mendengarkan penulis berkeluh kesah.
8. Sahabat-sahabat penulis : koi, toenk, Ai gendut, ErPeEm, Ricko Adliana Putra atas dukungan tidak langsungnya.

9. Teman Fisika yang menjalani Tugas Akhir di Puri M-17 bersama (Rangga Rezki, Willem Thunggara, Riki Pahlevi Zein, Gangga Ramadhana, Victor Siahaan, dan Yusuf Hadi Wijaya).
10. Michael JB dan Ai atas bantuannya.
11. Teman-teman Fisika 2009, 2008, 2007, 2006 dan 2004 yang tidak mungkin disebutkan satu persatu.
12. Penghuni Puri ( Mas Apip, Amar, Bang Juned).
13. Seluruh staf Departemen Fisika UI atas bantuan teknis yang penulis peroleh selama menjadi mahasiswa Fisika UI.
14. Seluruh pihak yang telah mendukung penulis baik langsung maupun tidak langsung, terima kasih banyak atas dukungannya.

Semoga Allah SWT membalas seluruh kebaikan yang kalian berikan kepada penulis. Penulis menyadari bahwa penulisan skripsi ini masih jauh dari kata sempurna, mohon kiranya diberikan kritik dan saran yang membangun agar kedepannya menjadi jauh lebih baik. Semoga Laporan ini bermanfaat dan berguna bagi setiap orang yang membacanya.

Depok, 1 Juni 2012



Penulis

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI  
TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Byantara Adi  
NPM : 0706262243  
Departemen : Fisika  
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam  
Jenis Karya : Skripsi

Demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia **Hak Bebas Royalti Noneksklusif (*Non-exclusive Royalty-Free Right*)** atas karya ilmiah saya berjudul:

**EVALUASI PROSPEK LAPANGAN SOUTH BARENT SEA, LOPPA  
HIGH, NORWEGIA**

Beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan mempublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik hak cipta.

Demikian karya ini saya buat sebenarnya.

Dibuat di : Depok

Pada Tanggal :

Yang menyatakan



(Byantara Adi)

## ABSTRAK

Nama, NPM : Byantara Adi  
Pembimbing : Dr. rer. nat Abdul Haris  
Program Studi : Fisika  
Judul (Indonesia) : Evaluasi Prospek Lapangan South Barents Sea, Loppa High Norwegia

Lapangan South Barents Sea merupakan salah satu lapangan penghasil minyak dan gas terbesar di Norwegia. Interpretasi seismik dilakukan pada data *2D post stack time migration* dengan 4 Sumur untuk melihat batas perlapisan, perlapisan struktur, serta model permukaan bawah tanah untuk mengetahui sistem petroleum dalam menentukan zona Lead dan Prospek. Identifikasi Lead dan Prospek berdasarkan pada semua komponen perminyakan yang meliputi batuan induk, lintasan migrasi, reservoir, dan jebakan. Analisa geometri reservoir untuk selanjutnya digunakan untuk memprediksi besar cadangan hidrokarbon yang ada. Hasil analisis memperlihatkan 4 zona prospek dan 1 zona lead untuk dilakukan pengembangan lebih lanjut. Hasil Interpretasi data seismik dan sumur menunjukkan bahwa zona reservoir berada pada lapisan Bjarmeland Gp dan Gipsdalen Gp yang didominasi oleh batuan karbonat pada kedalaman 1945 hingga 2250 meter dengan perangkap berupa antiklin, *seal* merupakan bagian bawah dari Formasi Triassic, Batuan Sumber berasal dari Batuan Akhir Devonian.

Kata kunci: Prospek, Lead, Hidrokarbon, Volumetrik, Interpretasi Seismik

xiv+ 65 Halaman ; 45 gambar

daftar pustaka : 11 (1993-2002)

## ABSTRACT

Name, Stud. Numb : 0706262243  
Aca. Advisor : Dr. rer. nat Abdul Haris  
Study Program : Physics  
Tittle (English) : Prospect Evaluation of South Barents Sea Field, Loppa High, Norway

*South Barents Sea is one of the biggest Hydrocarbon field in Norway. Seismic interpretation conducts 2D post stack time migration seismic data including 4 wells data around the area of study to see the boundary between formations, Structure Interpretation, and the geological condition of subsurface into more detail. The purpose of the study is analyzing the petroleum system to determine Lead and Prospect zone. Lead and prospect identification is based on all aspect of petroleum system such as source rock, migration, trap, reservoir, and seal. Reservoir Geometric calculation was conducted to predict Hydrocarbon reserved on the area of survey. Base on the analytical of the study, There are 4 prospect zone and 1 lead zone which need to do more action to get some result. Based on the Interpretation of seismic and well data indicate that the reservoir zone is on Bjarmenad Gp and Gipsdalen Gp at the depth 1945 to 2250 m including fault and anticline as a trap, seal from Triassic shale, source rock from late Devonian rich organic shale.*

Keywords: Prospect, Lead, Hydrocarbon, Volumetric, Seismic Interpretation

Xiv+ 65 pages ; 45 Pictures

Bibliography : 11 (1993-2002)



## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL .....	i
LEMBAR PERNYATAAN ORIGINALITAS .....	ii
HALAMAN PENGESAHAN .....	iii
KATA PENGANTAR .....	iv
LEMBAR PERSETUJUAN KARYA ILMIAH .....	vi
ABSTRAK .....	vii
ABSTRACT .....	viii
DAFTAR ISI .....	ix
DAFTAR GAMBAR .....	xiii
<b>BAB 1. PENDAHULUAN</b>	
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Tujuan Penelitian .....	2
1.3 Batasan Masalah .....	2
1.4 Metodologi Penulisan .....	3
1.5 Sistematika Penulisan .....	4
<b>BAB 2. TINJAUAN GEOLOGI</b>	
2.1 Struktur Geologi Laut Barents .....	6
2.2 Struktur Umum Loppa High.....	7
2.3 Play Potensial .....	8
2.4 Batuan Reservoir dan Tipe Perangkap .....	14
2.5 Batuan Induk .....	15
<b>BAB 3. TEORI DASAR</b>	
3.1 Konsep Dasar Well-Logging .....	17
3.1.1. Gamma Ray Log .....	18
3.1.2. Log Elektrik .....	20
3.1.3. Log Neutron .....	21
3.2 Konsep Dasar Seismik Refleksi .....	22

3.3	Komponen Seismik Refleksi .....	23
3.3.1.	Impedansi Akustik .....	23
3.3.2.	Koefisien Refleksi .....	24
3.3.3.	Resolusi Vertikal Seismik .....	24
3.3.4.	Wavelet .....	25
3.3.5.	Sintetik Seismogram .....	26
3.3.6.	Polaritas .....	27
3.3.7.	Borehole Checkshot .....	27
<b>BAB 4. PENGOLAHAN DATA</b>		
4.1	Persiapan Data .....	30
4.1.1.	Data Seismik .....	30
4.1.2.	Data Sumur .....	32
4.1.3.	Data Checkshot .....	33
4.2	Tahapan Pengolahan Data .....	33
4.2.1.	Korelasi Sumur dan penentuan zona <i>Interest</i> .....	34
4.2.2.	Pengikatan data sumur dan data seismik .....	36
4.2.3.	Picking Horizon .....	38
4.2.4.	Peta Struktur Waktu .....	40
4.2.5.	Velocity Modelling .....	41
4.2.6.	Peta Struktur Kedalaman .....	42
4.2.7.	Volumetrik .....	42
<b>BAB 5. HASIL DAN PEMBAHASAN</b>		
5.1	Analisa Sumur .....	43
5.2	Analisa Picking Fault dan Horison .....	50
5.3	Analisa Peta Struktur Waktu .....	52
5.4	Analisa Peta Kedalaman .....	54
5.5	Analisa Petroleum System .....	56
5.6	Analisa Volumetrik .....	58

**BAB 6. KESIMPULAN**

KESIMPULAN ..... 65

**DAFTAR ACUAN**

**LAMPIRAN**



## Daftar Gambar

<b>Gambar 1.1</b> Diagram Alir Penelitian .....	3
<b>Gambar 2.1</b> Peta lokasi Barents Sea dan batas-batas wilayahnya .....	5
<b>Gambar 2.2</b> Peta Laut Barents dengan ciri struktur utamanya .....	7
<b>Gambar 2.3</b> Korelasi dari Upper Paleozoic lithostatigrafi .....	8
<b>Gambar 2.4</b> Struktur utama dari Laut Barents wilayah Norwegia .....	9
<b>Gambar 2.5</b> Profile Utara – Selatan dari Finnmark Platform .....	10
<b>Gambar 2.6</b> Profile dari Loppa High menuju Hammerfest Basin .....	11
<b>Gambar 2.7</b> Profile Barat laut-Barat daya dari Bjarmeland Platform .....	12
<b>Gambar 2.8</b> Profile Utara-Selatan melalui Hammerfest Basin .....	13
<b>Gambar 2.9</b> Kualitas batuan Rservoir wilayah Laut Barents .....	14
<b>Gambar 3.1</b> Interpretasi lapisan Shale dan Sandstone (ensiklopedi, 2009) ....	19
<b>Gambar 3.2</b> Log elektrik menunjukkan reservoir sandstone .....	20
<b>Gambar 3.3</b> Menunjukkan lapisan Cross Over log neutron dengan Density ....	21
<b>Gambar 3.4</b> Proses seismik refleksi (Oktavinta, 2008) .....	23
<b>Gambar 3.5</b> Hukum Snellius (math.ubc.ca, 2002) .....	23
<b>Gambar 3.6</b> Resolusi Seismik yang dapat ditampilkan .....	25
<b>Gambar 3.7</b> Jenis-jenis <i>wavelet</i> .....	26
<b>Gambar 3.8</b> Konvolusi antara koefisien refleksi dengan wavelet .....	26
<b>Gambar 3.9</b> Polaritas normal dan reverse .....	27
<b>Gambar 3.10</b> Borehole Checkshot .....	28

<b>Gambar 4.1</b> Wilayah penelitian survey 1 dan 2 .....	30
<b>Gambar 4.2</b> Wilayah daerah penelitian survey 3 .....	31
<b>Gambar 4.3</b> Penampang seismik 2D di dalam <i>Interpretation Window</i> .....	31
<b>Gambar 4.4</b> Data Base sumur dan data kelengkapan yang dimiliki sumur .....	32
<b>Gambar 4.5</b> Posisi sumur di dalam Survey Seismik .....	33
<b>Gambar 4.6</b> Diagram alir proses pengolahan data .....	34
<b>Gambar 4.7</b> Korelasi antar sumur dari Utara-Selatan .....	35
<b>Gambar 4.8</b> Pengikatan data sumur terhadap data seismik .....	37
<b>Gambar 4.9</b> Tampilan data sumur di dalam seismic .....	38
<b>Gambar 4.10</b> Proses picking horizon dan picking fault .....	39
<b>Gambar 4.11</b> Peta struktur waktu Bjarmeland Gp .....	40
<b>Gambar 4.12</b> Proses pembuatan <i>velocity modeling</i> .....	41
<b>Gambar 5.1</b> Korelasi Sumur pada Wilayah Penelitian .....	45
<b>Gambar 5.2</b> Respon Log Gamma Ray pada masing-masing sumur .....	46
<b>Gambar 5.3</b> Log Gamma ray, NPHI, Sonic, RHOB, dan Resistivity .....	47
<b>Gambar 5.4</b> Respon Log Resistivity pada Bjarmeland Gp .....	48
<b>Gambar 5.5</b> Histogram Sw dan PHIT .....	50
<b>Gambar 5.6</b> (a) dan (b) proses picking Horison dan Fault .....	51
<b>Gambar 5.7</b> Picking Horison pada lokasi yang berbeda .....	53
<b>Gambar 5.8</b> Peta struktur waktu Bjarmelang Gp dan Gipsdalen Gp .....	53
<b>Gambar 5.9</b> Peta Struktur Kedalaman Bjarmeland Gp .....	55
<b>Gambar 5.10</b> Jenis Jebakan pada Laut Barents Wilayah Norwegia .....	56

<b>Gambar 5.11</b> Perkiraan Play Potential pada wilayah penelitian.....	57
<b>Gambar 5.12</b> Peta Persebaran Lead dan Prospek .....	59
<b>Gambar 5.13</b> Lokasi Prospek pada Bjarmeland Gp .....	60
<b>Gambar 5.14</b> Peta Isochore (peta distribusi ketebalan) .....	61
<b>Gambar 5.15</b> Tingkat Resiko Geologi dalam Pengeboran .....	64



# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang

Hal yang menarik dari karakterisasi lead dan prospek adalah bagaimana menggunakan teknologi seismik untuk menentukan keberadaan hidrokarbon di bawah permukaan bumi.

Lead adalah indikasi atau petunjuk apapun yang menggambarkan adanya kehadiran jebakan struktural atau stratigrafi di bawah permukaan tanah yang memiliki potensi hidrokarbon. Prospek adalah langkah eksplorasi setelah didapat lead. Prospek telah mencantumkan hasil analisa kimia perminyakan dari core hasil pemboran sehingga dapat diketahui kemungkinan besarnya cadangan (reserved). Identifikasi prospek berarti melakukan eksplorasi lebih fokus dengan menggunakan seismik 2D atau 3D yang memiliki wilayah *interest*.

Barent Sea merupakan salah satu lokasi eksplorasi hidrokarbon yang telah dikembangkan sejak tahun 1970an dan didapatkan hasil penemuan hidrokarbon pada akhir 1980. Perkembangan lapangan ini berjalan lambat diakibatkan oleh adanya gas alam yang berada di atas lapisan minyak di sepanjang lokasi, rendahnya harga jual gas alam hingga saat ini, jarak terhadap market yang potensial, distribusi logistik yang susah, hingga masalah pencemaran lingkungan. Seiring perkembangan waktu dan dikembangkannya berbagai macam metoda, maka produksi dari gas alam mengalami penurunan ongkos (*Carne, 2008*).

Barent Sea terhampar dari Barat, Norwegia hingga Timur laut Russia. Wilayah Russia merupakan reservoir minyak dan gas yang baik. Wilayah Norwegia akibat terjadi pengangkatan lapisan pada zaman Cenozoic telah mengakibatkan terjadinya erosi yang besar dan pengeluaran secara paksa dari minyak. Awal produksi dari lapangan Barent Sea akan meningkatkan infrastruktur yang tersedia dan pengetahuan geologi regional yang akan meningkatkan produksi dari lapangan tersebut di eksplorasi kedepannya. Barent Sea telah dilihat sebagai

lokasi yang menjanjikan di dalam dunia eksplorasi petroleum laut lepas dan masih banyak yang dapat dikembangkan pada lokasi ini.

## **1.2. Tujuan Penelitian**

Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi prospektivitas di lapangan South Barent Sea, Bagian utara dari Norwegia, dengan menggunakan tinjauan geologi, penggabungan antara data sumur dan data seismik, interpretasi seismik, dan penghitungan volumetrik.

## **1.3. Batasan Masalah**

Untuk lebih memfokuskan pembahasan pada tugas akhir ini, maka studi ini dibatasi beberapa hal berikut :

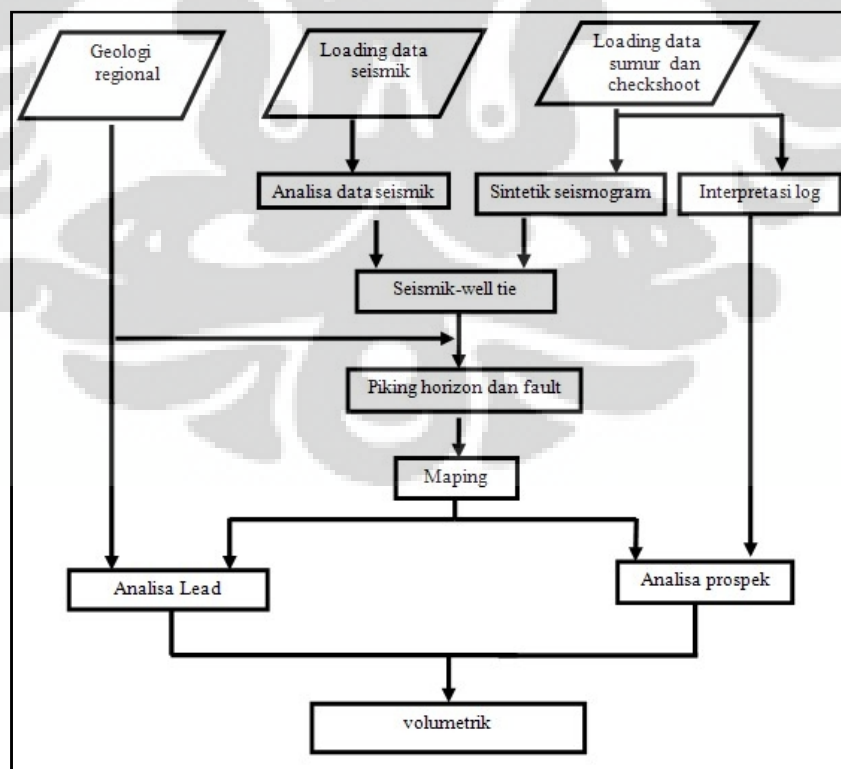
1. Evaluasi prospek untuk pengembangan produksi hidrokarbon lapangan South Barent Sea, Utara Norwegia dengan menggunakan data seismik dan data sumur.
2. Data sumur utama yang digunakan dalam penelitian ini antara lain: log Gama, log Densitas, log Sonic, log Porositas, dan log Resistivitas.
3. Data Seismik yang digunakan adalah data 2D post-stack
4. Berdasarkan kelengkapan data sumur yang dibutuhkan dalam interpretasi, maka evaluasi prospek dilakukan pada 5 sumur.
5. Data *Checkshot* yang terpisah dari dalam sumur.
6. Metode yang digunakan dalam penghitungan potensi reservoir adalah Volumetrik.



#### 1.4. Metodologi Penelitian

Secara umum alur penelitian dapat dilihat pada Gambar 1.1. Hal yang pertama kali dilakukan adalah persiapan data awal yaitu data sumur, data seismik serta parameter lainnya yang akan digunakan di dalam proses interpretasi. Pembuatan seismogram sintetik menggunakan data sumur yang telah diperoleh bertujuan untuk melakukan pengikatan data sumur dengan data seismik untuk menggabungkan informasi geologi dari data sumur ke dalam data seismik. Berdasarkan marker geologi dari data sumur yang telah diikat ke dalam data seismik maka dilakukan *picking horizon* untuk melihat kelanjutan suatu lapisan di sepanjang data seismik. Hasil *picking horizon* berupa horison seismik kemudian dijadikan sebagai masukan dalam pembuatan peta struktur.

Berdasarkan peta struktur dan analisis sistem perminyakan ditentukan zona-zona sebagai lead dan prospek. Perhitungan volumetrik dilakukan pada zona yang telah ditentukan untuk memperkirakan besar cadangan hidrokarbon yang berada di dalamnya.



Gambar 1.1 Diagram Alir Penelitian

### 1.5. Sistematika Penulisan

Pada penulisan bab satu membahas mengenai pendahuluan yang menerangkan bagaimana latar belakang penulisan ini, batasan masalah yang akan dibahas, tujuan dari penelitian, serta sistematika penulisan.

Tinjauan geologi regional dari daerah penelitian dibahas pada bab dua yang meliputi kondisi geologi regional, sejarah struktural, tinjauan stratigrafi.

Bab tiga menerangkan mengenai teori dasar yang berhubungan dengan penelitian yang mencakup teori dasar penjalaran gelombang seismik, pembuatan sintetik seismogram, petroleum sistem, metode volumetrik.

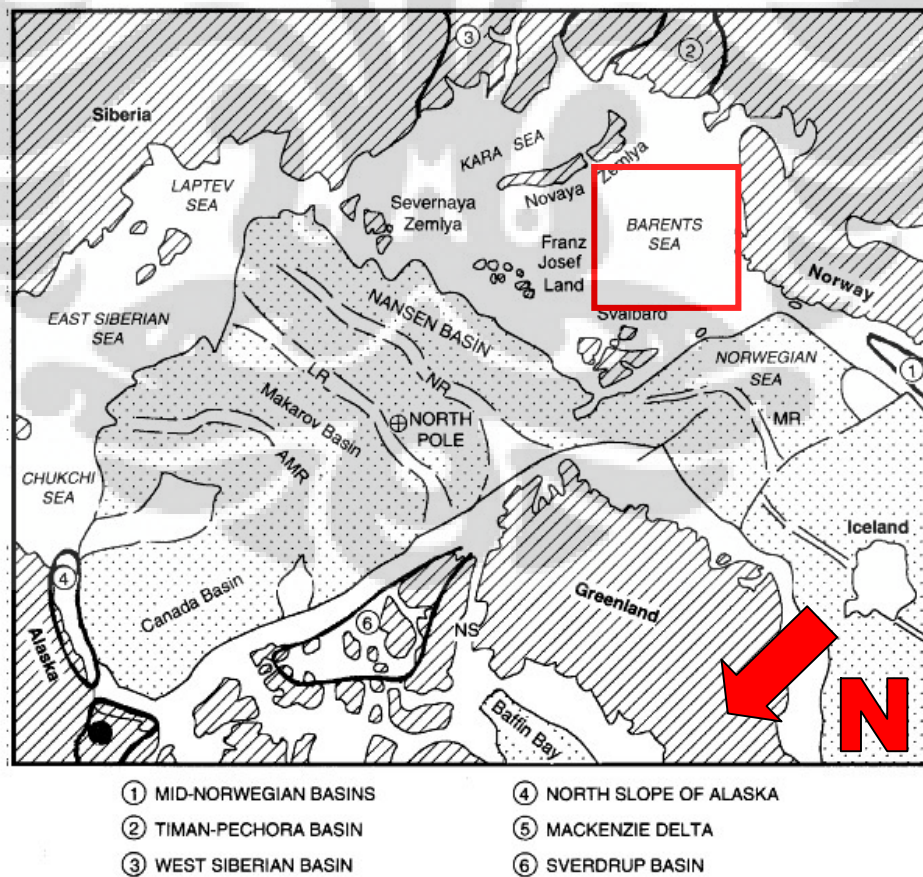
Pembahasan mengenai proses pengolahan data sampai siap untuk dianalisa dijabarkan pada bab empat yaitu dengan melakukan korelasi tiap sumur, pembuatan sintetik seismogram, seismik well tie, picking horison dan struktural, analisa petroleum system, dan penghitungan potensi reservoir dengan menggunakan metode volumetrik.

Proses selanjutnya pada bab lima adalah menganalisa dan membahas mengenai petroleum system dan besar potensi reservoir pada daerah penelitian, sehingga didapatkan zona prospek untuk di ajukan pemboran sumur berikutnya.

## BAB II

### TINJAUAN GEOLOGI

Secara geografis, wilayah laut Barents dibatasi oleh pantai Utara Norwegia dan Russia, Novaya Zemlya, Pulau Franz Josef dan kepulauan Svalbard, dan merupakan batas Timur dari samudra Atlantik. Wilayah ini seluas 1.3 juta km<sup>2</sup>, dengan kedalaman air berkisar 300m, merupakan wilayah paparan samudra terluas di dunia. Wilayah laut Barents yang terbuka untuk eksplorasi hidrokarbon, meliputi wilayah seluas 230000 km<sup>2</sup>, lebih dari satu setengah kali dari luas perairan Utara Norwegia. Laut Barents dikelilingi oleh sebuah serangkaian petroleum basin yang telah dikenal, termasuk North Sea shelf, Sverdrup basin dan Mackenzie Delta of Arctic Canada, North Slope of Alaska, Western Siberian Basin dan Timan Pechora Basin. Pandangan geografis yang simpel ini menjadikan laut Barents sebagai sebuah target untuk eksplorasi hidrokarbon.



Gambar 2.1 Peta lokasi Barents Sea dan batas-batas wilayahnya (Larsen et al, 2002)

Selanjutnya akan dibahas tentang pembentukan fisik dan wilayah komersial potensial, pembahasan geologi laut Barents secara umum dan kemungkinan dari eksploitasi hidrokarbon.

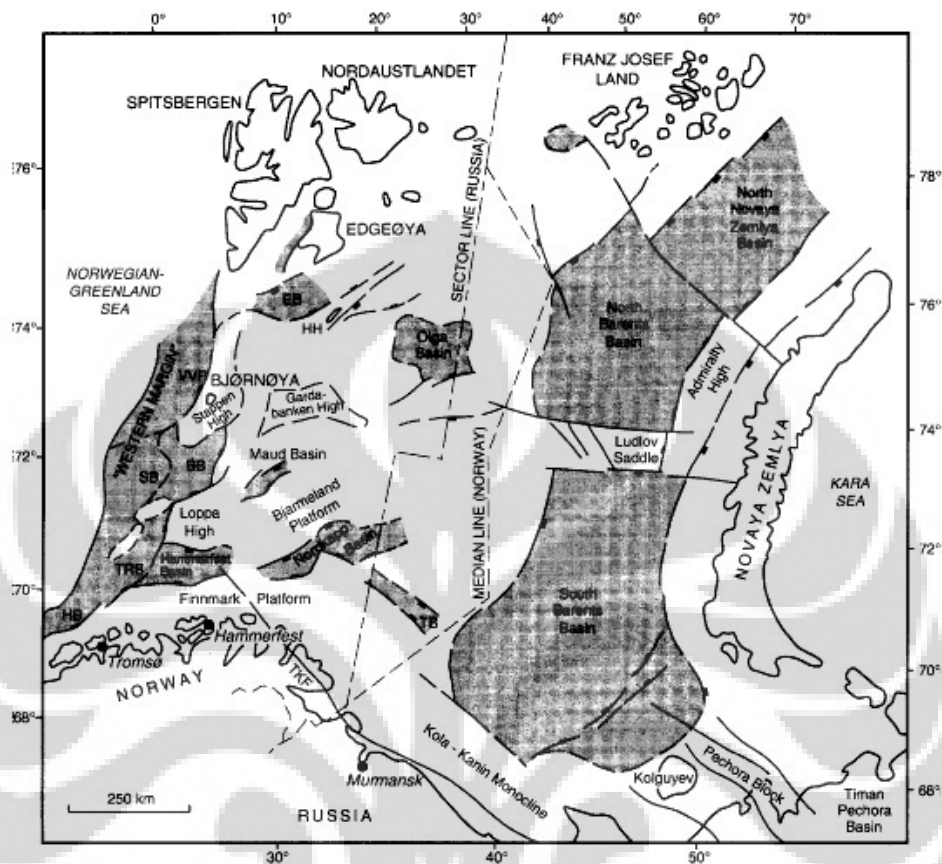
### **2.1. Rangkuman Struktur Geologi Laut Barents**

Laut Barents terdiri dari sebuah gabungan yang kompleks antara platform dan basin, pada awalnya terbentuk oleh dua tumbukan lempeng benua dan kemudian disusul dengan pemisahan lempeng benua. Peristiwa tumbukan yang pertama terjadi, Caledonian orogeny (episode pembentukan gunung), terjadi sekitar 400 Ma (million years ago). Peristiwa ini ditandai dengan penutupan dari Samudra Iapetus, sebuah jalur laut utama mengisi posisi yang sama, tetapi miring terhadap, dengan keberadaan Northeast Atlantic. Tumbukan ini menyebabkan bergabungnya lempeng Laurentian (Greenland, North America) dan lempeng Baltic (Scandinavia, barat Russia) menuju lempeng benua Laurasian. Batas Timur dari laut Barents adalah, menurut pandangan geologi, terbentuk dari tumbukan yang lebih jauh antara lempeng Laurasian dan Barat Siberia, terjadi sekitar 240 Ma di akhir jaman Permian hingga awal Triassic. Rantai pegunungan Ural dan tambahannya di bagian Utara, Nova Zemlya, menandakan zona penutup pada wilayah ini. Uralian orogeny merupakan sebuah elemen akhir dari penggabungan pulau-pulau di dunia menjadi sebuah daratan yang sangat luas, Pangea, di jaman Permian-Triassic.

Proses yang terjadi selama Caledonian dan Orogeny mendominasi substruktur dari laut Barents (Dore, 1991). Pengaruh Caledonian dapat dilihat pada butir struktural N-S pada batas Barat Barents dan Svalbard, NE-SW dari barat daya laut Barents dan Finnmark.

Sejarah tektonik dari jaman akhir Paleozoic dan Mesozoic didominasi oleh perpanjangan pergerakan tektonik, pada awalnya memperlihatkan meleburnya dari sabuk Caledonian dan Uralian orogenik yang terbaru terbentuk dan kemudian akibat dari terpecahnya Pangean supercontinent secara cepat, episode ini terekam pada jaman awal hingga pertengahan Devonian, Carboniferous, Permian, Triassic dan akhir Jurassic hingga awal Cretaceous dan memiliki variasi yang signifikan tergantung dari lokasi. Kejadian tersebut menyebabkan terbentuknya celah basin

utama pada paparan Barents, dan menyebabkan terbentuknya beberapa platform dan struktur tinggian (high).



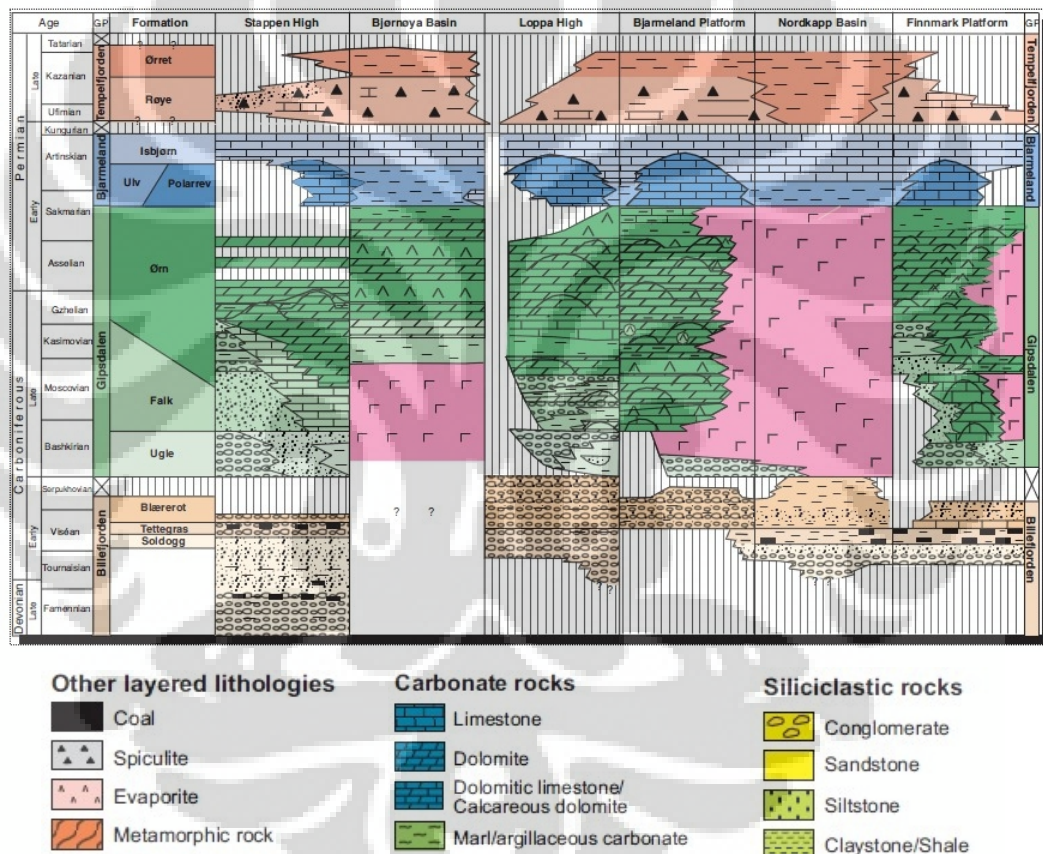
Gambar 2.2 Peta Laut Barents dengan ciri struktur utamanya (Larsen et al, 2002)

Pada saat yang sama pengendapan dari sebuah benua terjadi secara alami selama jaman akhir Palaeozoic dan awal Mesozoic, pengendapan marine sejauh ini merupakan factor dominan dari akhir Palaeozoic hingga saat ini. Lingkungan pengendapan Marine dipengaruhi secara kuat oleh pengaturan tektonik, tetapi juga oleh faktor cuaca. Pengendapan karbonat (dengan beberapa interval evaporasi yang penting) tersebar pada wilayah yang luas dari paparan di jaman Devonian, Carboniferous, dan Permian; dari jaman Triassic hingga seterusnya pengendapan klastik (sand-shale) pada kondisi yang tenang lebih dominan.

## 2.2. Struktur Umum Loppa High

Loppa high ditandai dengan fitur struktural, secara tajam dipisahkan oleh tren patahan East-West dari Hammerfest Basin menuju selatan dan oleh Ringvassoy

Loppa dan patahan kompleks Bjornoyrenma dari Tromso dan Bjornova basin ke Barat. Wilayah ini telah mengalami sejarah geologi yang kompleks ditandai dengan beberapa fase dari *uplift/subsidence* dan selanjutnya mengalami kemiringan dan erosi. Loppa high menghasilkan sebuah topografi rift Mid-Carboniferous yang kemudian diisi oleh endapan silikastik, evaporates dan karbonat. Kemiringan tektonik yang terjadi selama akhir Permian dan awal Triassic diikuti dengan gradual onlap selama awal dan mid-triassic sebelum akhirnya terjadi *subsidence* yang sangat singkat dan mengendapkan lapisan Upper Triassic yang tidak biasa.

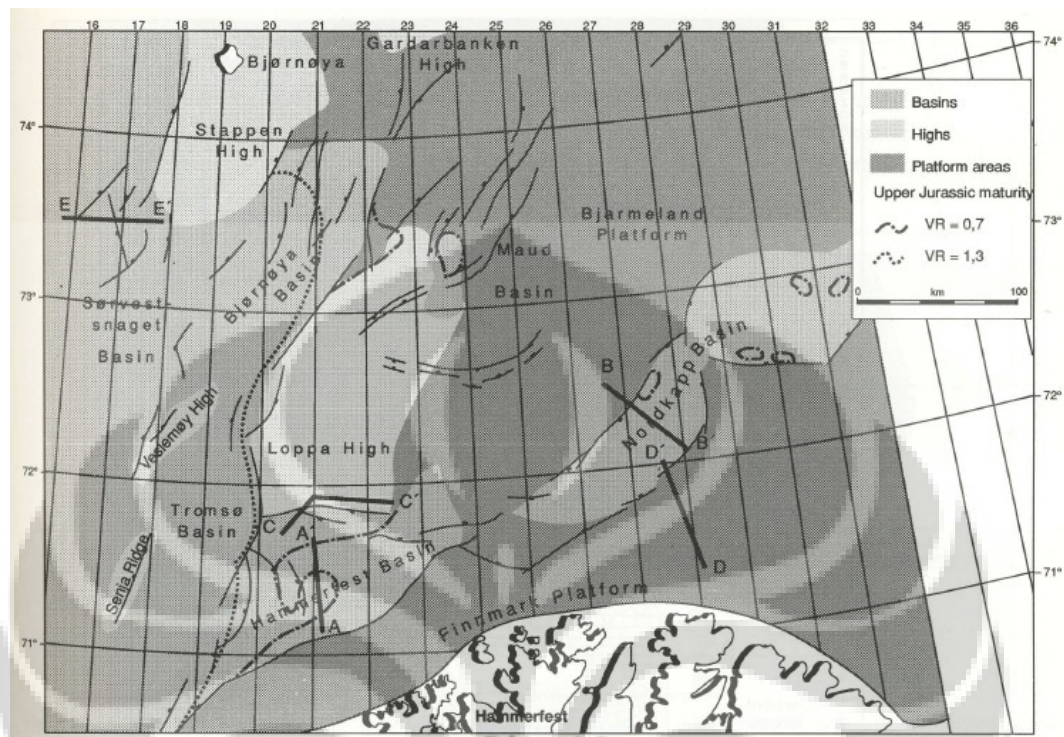


Gambar 2.3 Korelasi dari Upper Paleozoic lithostatigrafi dari wilayah Selatan Laut Barents (Larsen et al, 2002)

### 2.3. Play Potensial

Sejauh ini hidrokarbon sejumlah 330 juta  $\text{Sm}^3$  minyak telah dibuktikan melalui pengeboran, dimana 90% adalah gas dan 85% ditemukan pada lower middle Jurassic sandstone. Sisanya ditemukan pada lower cretaceous dan lower dan upper

triasic sandstones. Sukses ratio dan jumlah dari penemuan hidrokarbon tiap sumur eksplorasi tinggi tapi menurun.



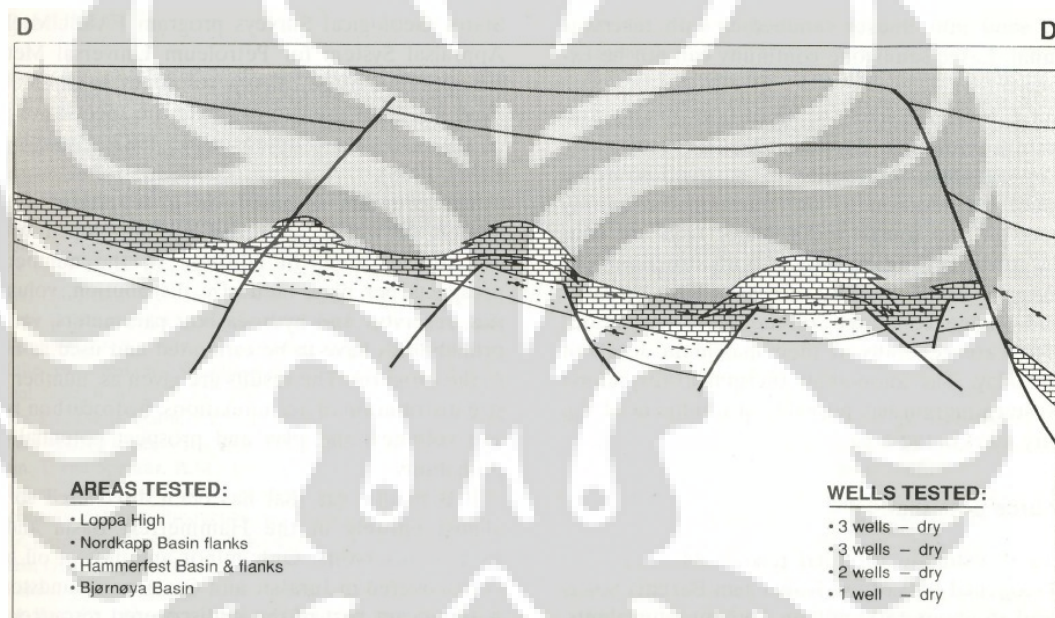
Gambar 2.4 Struktur utama dari laut Barents wilayah Norwegia. Lokasi dari Play potensial (Larsen et al, 1993)

Area yang baru dan play model mulai dieksplorasi kebanyakan bergantung kepada sekuens yang sudah tua dan muda dibandingkan dengan source rock Jurassic. Source rock dibuktikan pada Triassic tetapi memiliki keterbatasan dan distribusinya tidak dapat diprediksi. Adanya dari hidrokarbon yang tersisa di barent sea berdasarkan dari beberapa dari source rock dan play models terbukti menjadi efektif.

**Permian dan model yang lebih tua**, diilustrasikan dalam sebuah skematik model utara-selatan profile dari Nordkapp basin menuju Finmark platform. Beberapa uji yang gagal telah dihubungkan dalam Permian carbonate play, tetapi sekarang dipercaya untuk menjadi optimal.

Permian dan batuan yang lebih tua terdistribusi secara luas. Bagaimanapun, sebagian besar bagian dari batuan di lokasi telah terkubur sangat dalam untuk menjadi potensial hidrokarbon yang potensial. Pembentukan karbonat terdiri dari

Permian dan permo-carboniferius play tipe. Bioherm yang besar telah dipetakan melalui data seismik. Dalam bentuk jebakan stratigraphi yang luas. Model ini bergantung pada pembentukan hidrokarbon internal. Data gravimetric menjelaskan bahwa bioherm tumbuh pada awal pembentukan dari high atau dengan kata lain karbonate marine yang besar, tenang. Beberapa graben dan setengah graben dengan terdapatnya sekuens karbonat. Mereka membentuk jebakan struktural yang potensial dengan reservoir sandstones jaman carboniferous atau Devonian. Terbatasnya data mengindikasikan sebuah lingkungan fluviatule yang dominan untuk sekuens klastik ini yang kemungkinan menjadi lebih laut kearah utara.



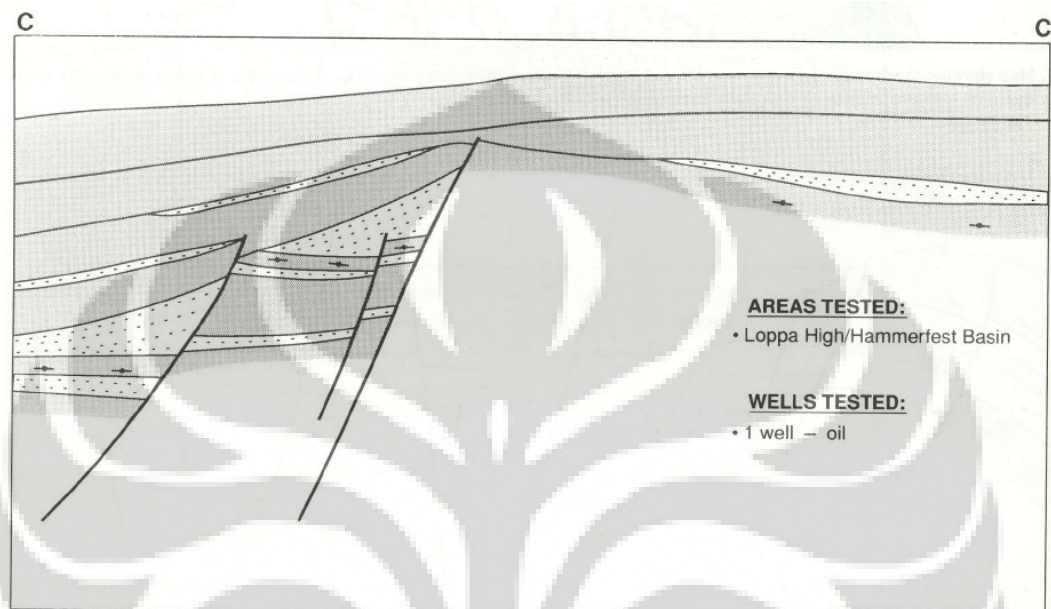
Gambar 2.5 Profile Utara – Selatan dari Finnmark Platform menggambarkan Play Model Permian dan lebih tua (Larsen et al, 1993)

**Cretaceous play model**, diilustrasikan oleh sebuah profile skematik sepanjang Hammerfest basin hingga Loppa high tidak seperti play sistem sebelumnya, cretaceous play memiliki distribusi yang terbatas dibatasi oleh area yang membentuk Loppa high, Finnmark platform dan senja ridge veslemoy high. Reservoir yang terbukti terdiri dari deposit marine sandstone yang dangkal saat lobes downflank dari high. Sandstone diposisikan secara relative melapisi upper Jurassic source rock. Faktor keterbatasan dan resiko adalah keterbatasan distribusi dari play, property dari jebakan akibat dari stratigraphi nature jebakan, kuantitas



dan kualitas reservoir sandstone dan pola kematangan dari source rock dibawahnya.

Cukup realistis untuk percaya bahwa tambahan minyak akan dibuktikan pada cretaceous sandstone, walaupun potensial terlihat terbatas.



Gambar 2.6 Profile dari Loppa High menuju Hammerfest Basin menggambarkan Cretaceous play (Larsen et al, 1993)

Carbonate play model mungkin memiliki sebuah hidrokarbon potensial tetapi harus diklasifikasikan sebagai resiko tinggi diakibatkan sedikitnya data dan pengetahuan. Play model ini secara hipotesis tidak diketahui distribusi reservoir dan source rocknya.

Jebakannya juga dianggap rumit dan dengan kualitas seal yang dipertanyakan. Artinya jika sebuah penemuan terjadi sebuah pengembangan lapangan akan menjadi rumit.

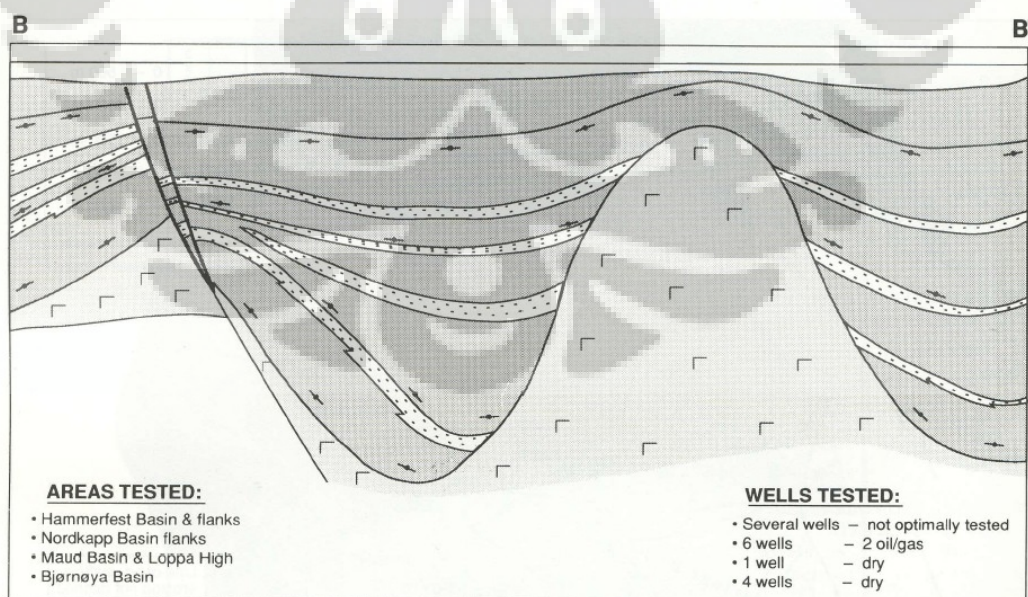
**Triassic Play model**, Diilustrasikan oleh profile dari Bjarmeland platform hingga Nordkapp basin. Kemungkinan Triassic play secara luas terdistribusi dan ditemukan di Bjornova, Hammerfest dan Nordkapp basin dan pada Bjarmeland dan Finmark platform. Triassic telah menjadi objektif utama untuk pengeboran di dalam area dimana ketidakadanya Jurassic sandstone, tipis atau ada pada kedalaman yang dangkal. Upper Triassic sandstone secara local menjadi sumber

dari Jurassic source rock, tetapi Triassic play utamanya bergantung pada sumber dari Triassic atau batuan yang lebih tua. Jenis jebakan yang diuji biasanya adalah terikat oleh patahan, tetapi sejumlah signifikan yang ditemukan atau jebakan stratigraphi dapat dipetakan atau dipostulasikan dan masih menunggu untuk dilakukan eksplorasi.

Sekuens Triassic terdiri dari unit utama. Sistem sepertinya berhubungan dengan batuan pasir yang jelek di bagian barat barent sea, terdapat ketidakleluasaan yang jelas pada distribusi sandstone yang tebal dengan kualitas reservoir yang baik. Kombinasi tersebut dengan penurunan yang tajam pada porositas dan permabilitas melalui diagenesis, telah menjadikan kualitas reservoir merupakan faktor yang membatasi model Triassic play.

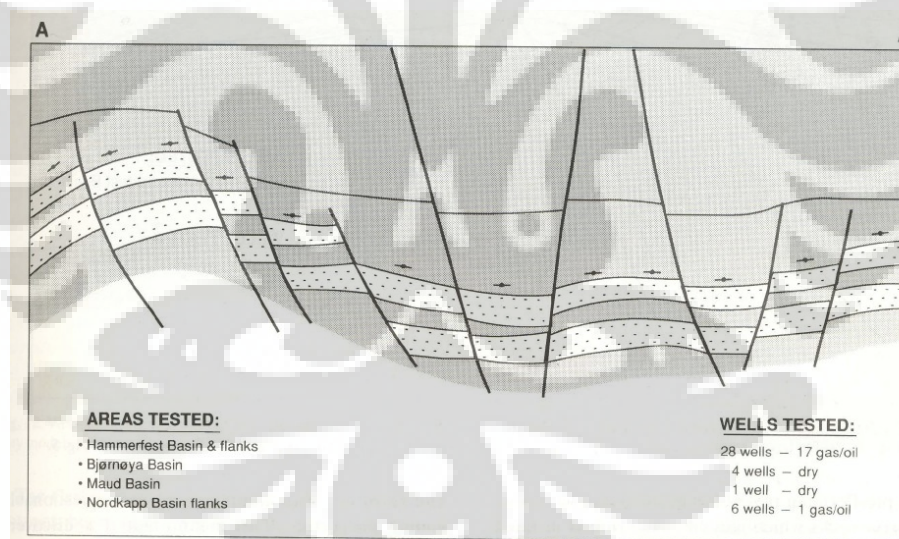
Source rock dari Triassic, melalui pembuktian, didominasi lean dan gas prone. Secara lokal kecenderungan minyak yang bagus diperkirakan berada pada lower dan Middle Triassic. Model tersebut dapat dipertimbangkan, dan faktanya memiliki sumber jebakan di luar hammerfest basin yang telah lebih awal terisi oleh minyak.

Jebakan yang belum tergali meliputi area yang luas dan dapat dikarakterisasikan oleh low relief dan oleh sebuah stratigraphi alam.



Gambar 2.7 Profile Barat laut-Barat daya dari Bjarmeland Platform hingga Nordkapp basin menggambarkan Triassic play (Larsen et al, 1993)

**Jurassic Play model**, diilustrasikan dengan skema profile utara ke selatan melalui Hammerfest basin. Play pada lokasi ini secara luas terdistribusi, dan ditemukan di Hammerfest, Nordkapp dan Bjornova basin dan pada bagian barat Bjarmeland platform. Reservoirnya sandstone cukup dangkal untuk sebagian wilayah marine dan pada umur awal hingga pertengahan jaman Jurassic. Bagian atas Jurassic shale merupakan sumber utama minyak, sementara itu bagian lower Jurassic coals dan Carbonaceous shales merupakan sumber dari gas. Tidak ada jebakan hidrokarbon mengisi hingga spill point dan kebanyakan sumur mengandung gas atau minyak memperlihatkan residual minyak yang baik, mengindikasikan pengisian minyak yang awal. Penerobosan dari jebakan atau ekspansi gas dan migrasi ulang selama uplift dan erosi dapat menjelaskan beberapa obeservasi. Penemuan yang nyata terbatas oleh kematangan Jurassic source rock dan prospek yang belum digali sedikit dan sebagian besar sempit. Prospek yang belum digali dengan factor resiko yang kecil memang ada, bagaimanapun, mengindikasikan bahwa penemuan tambahan akan terjadi pada Jurassic.



Gambar 2.8 Profile Utara-Selatan melalui Hammerfest menggambarkan Jurassic play (Larsen et al, 1993)

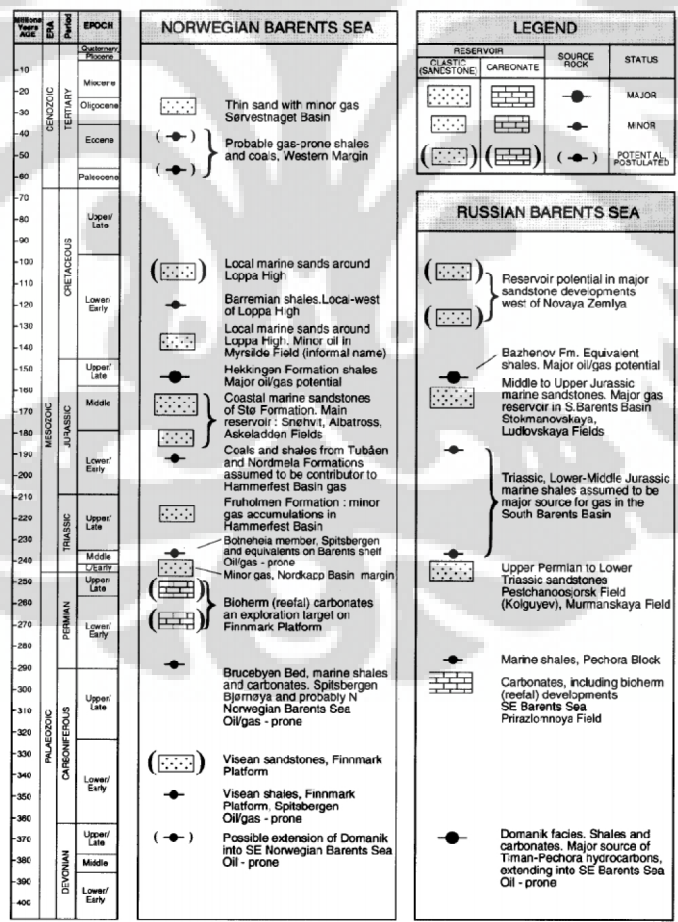
### Potensi Cadangan

Statoil memperkirakan untuk total migas yang dapat dimaksimalkan dari lokasi yang telah diizinkan untuk dieksplorasi pada bagian Norwegian Barent Sea sekitar

1500 juta Sm<sup>3</sup> setara minyak. Jumlah tersebut sekitar 4.5 kali lebih besar dari penemuan sejauh ini.

### 2.4. Batuan Reservoir dan tipe perangkap hidrokarbon

Proporsi paling signifikan dari sumber hidrokarbon yang terbukti hingga saat ini pada wilayah Norwegia maupun Russia Barents terdapat pada strata jaman Jurassic. Penemuan utama pada wilayah Norwegia (Snohvit, Albatross dan Askeladden) semuanya memiliki sebuah reservoir yang terdiri dari lower-middle Jurassic sandstone dapat dilihat pada Gambar 2.9. Unit ini tersedimentasi di wilayah lautan dan biasanya memiliki ciri yang menjadikannya sebagai reservoir bagus (porositas tinggi dan permeabilitas yang baik), Berdasarkan hasil penelitian didapatkan bahwa 85% sumber dari laut Barents Norwegia berada pada formasi ini (Larsen et al, 1993). Hampir seluruh sumber adalah gas alam.



Gambar 2.9 Kualitas batuan Reservoir wilayah Laut Barents (Larsen et al, 1993)

Jebakan yang membentuk lapangan Jurassic Norwegia secara umum merupakan blok dengan dibatasi oleh patahan. Secara kontras, penemuan yang terdapat di Russia memiliki struktur seperti dome. Pada kedua kasus hidorkarbon memiliki perangkap oleh Upper Jurassic shale yang berada di atasnya.

Triassic dan bagian atas Permian sandstone terdapat sumber yang signifikan di wilayah laut Barents Russia. Sedimen Triassic tersedimentasi di dalam tahapan dari delta memanjang hingga Novaya Zelmya, dan sebagai konsekuensi dari lingkungan pengendapan ini, distribusi reservoir menjadi kompleks, perselingan yang tipis antara sand dengan shale sangat sering ditemui dan batuan sand secara teratur tidak berhubungan. Jenis reservoir pada lapisan ini sangat tidak disarankan. Situasi ini juga terjadi pada wilayah Norwegia, dimana Triassic menghasilkan lebih banyak sand-poor diakibatkan jarak dari sumber batuan. Saat ini, akumulasi gas yang tidak terlalu besar telah ditemukan pada Hammerfest Basin dan juga pada batas dari Nordkapp basin. Jebakan Triassic pada kedua sektor termasuk di dalamnya dibatasi oleh patahan dan struktur dome, dengan jebakan oleh Triassic shale.

Batuan Paleozoic merupakan reservoir utama pada Timan-Pechora Basin. Minyak dan gas ditemukan pada endapan sedimen yang berada pada umur berkisar dari Ordovician hingga Permian. Pada sebagian lokasi hidrokarbon terdapat pada lapisan karbonat Carboniferous dan Permian (Limestone dan Dolomites). Sistem perangkap secara umum berbentuk struktur bioherm (reef-like organic build up), sistem ini dapat terbentuk jika bioherm terpapar pada permukaan dan mengalami pencucian oleh air meteoric selama proses geologi di masa lampau. Pembentukan seperti ini telah diteliti berdasarkan data seismic refleksi memanjang dari Finmarkk ke Bjarmeland Platforms di wilayah Norwegia.

## **2.5. Batuan Induk**

Batuan induk yang dimaksud di dalam industri minyak, menggambarkan sebuah unit pengendapan yang mampu menghasilkan hidrokarbon yang selanjutnya bermigrasi menuju sebuah reservoir. Biasanya source rock mengandung kandungan organik yang sangat besar dibandingkan batuan lainnya yang didapat

dari pengendapan di dalam sebuah lingkungan dan terjadi oksidasi. Pemecahan dari kerogen hingga menjadi hidrokarbon terjadi selama masa penguburan dan pemanasan yang terus menerus, dengan minyak yang terbentuk pada suhu yang lebih rendah dibandingkan dengan gas. Kerogen yang berasal dari daratan akan lebih cenderung membentuk gas, sedangkan kerogen berasal dari lautan akan menghasilkan minyak.

Banyaknya sumber horizon yang potensial yang terdapat pada laut Barents. Batuan yang paling luas terdistribusi dan memiliki kualitas terbaik terdiri dari batuan yang hitam, shale dengan kandungan organik yang tinggi dan berada pada umur Jurassic. Shale dengan sifat seperti tadi menyediakan sumber hidrokarbon pada wilayah Utara dan tengah Norwegia hingga Selatan,. Pada wilayah Norwegia unit ini bernama Hekkingen Formation. Walaupun tersebar secara luas hampir di seluruh perairan selatan Barents, batuan shale ini belum menyentuh potensi generasi paling maksimal akibat faktor kematangan (belum menyentuh suhu untuk menghasilkan hidrokarbon), Unit ini lebih matang untuk menghasilkan minyak dan gas pada sabuk yang sempit di batas barat dari Hammerfest basin dan sepanjang tepi Barat dari Loppa High. Pada wilayah bagian Barat yang lebih jauh terkubur terlalu dalam dan pada bagian Timur yang lebih jauh berada pada kedalaman yang dangkal. Porsi hidrokarbon pada Hammerfest basin kemungkinan berasal pada Upper Jurassic, tetapi beberapa peneliti percaya bahwa penemuan gas berasal dari Lower Jurassic shales dan coals. Lebih jauh lagi kearah Timur, Upper Jurassic kemungkinan dapat suhu maksimal untuk menghasilkan hidrokarbon di beberapa wilayah dari Utara dan Selatan Laut Barents.

## BAB III

### TEORI DASAR

#### 3.1. Konsep Dasar Well-Logging

Penelitian geologi dan seismik permukaan mungkin mampu memberikan dugaan potensi hidrokarbon di bawah tanah, akan tetapi hingga saat ini belum ada suatu solusi nyata selain melakukan penggalian lubang sumur serta mengadakan serangkaian pengukuran di dalam sumur dan evaluasi data hasil rekaman untuk memastikan ada tidaknya kandungan hidrokarbon di bawah tanah.

Well logging atau biasa disebut borehole logging ialah catatan suatu kegiatan pengukuran sifat fisik yang dilakukan oleh instrumen di dalam lubang sumur secara menerus berdasarkan kedalaman sumur. Sifat fisik tersebut contohnya porositas batuan, saturasi air, dll. Kegiatan tersebut diperlukan untuk mencari zona potensi hidrokarbon dalam formasi geologi yang telah diketahui kedalamannya. Well logging telah berkembang selama lebih dari satu abad. Instrument paling sederhana pada awalnya ialah cutting dari sisa pemboran. Cutting dapat menjadi indikasi adanya hidrokarbon apabila bercampur dengan oil. Alat logging yang lain contohnya mengukur sifat kelistrikan, akustik, radioaktif, elektromagnetik, resonansi magnetik nuklir dan sifat lain dari batuan dan cairan yang terkandung di dalamnya.

Evaluasi formasi batuan adalah suatu proses analisis dari sifat batuan di bawah tanah dengan menggunakan hasil pengukuran lubang sumur. Karena factor teknis ataupun ekonomi tidak semua jenis pengukuran dapat dilakukan pada setiap sumur. Tujuan utama evaluasi formasi adalah (A. Harsono, 1997):

1. Identifikasi Reservoir
2. Perkiraan cadangan hidrokarbon di tempat
3. Perkiraan perolehan hidrokarbon

Salah satu perusahaan yang memelopori pengukuran parameter lubang sumur adalah *Schlumberger*. Perusahaan ini didirikan oleh dua orang bersaudara Marcel

dan Conrad pada tahun 1927 untuk membantu industri minyak dalam pencarian hidrokarbon. Sebelum selubung baja dipasang, sumur ditempatkan pada suatu kondisi yang memungkinkan suatu rangkaian operasi yang disebut *Logging*. Tujuannya adalah untuk memperoleh data sumur yang akan diinterpretasikan kemudian. Hasil logging ini tidak dapat selalu diulang kembali sehingga data logging harus mempunyai kualifikasi yang tinggi karena merupakan suatu metode yang paling tepat dalam evaluasi formasi.

### 3.1.1 Gamma Ray log

Gamma Ray Log adalah metoda untuk mengukur sinar gamma yang dihasilkan oleh unsure-unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan di sepanjang lubang bor. Unsur Radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan diantaranya Uranium, Thorium, Potasium, Radium dll. Unsur radioaktif umumnya terdapat dalam shale dan sedikit sekali terdapat dalam sandstone, limestone, dolomite, coal, gypsum dll. Oleh karena itu shale akan memberikan respon gamma ray yang sangat signifikan dibandingkan dengan batuan yang lainnya.

Jika kita bekerja di sebuah cekungan dengan lingkungan pengendapan fluvio-deltaic atau channel system dimana biasanya system perkapisannya terdiri dari sandstone atau shale, maka log gamma ray ini akan sangat membantu di dalam evaluasi formasi. Seperti halnya logging yang lainnya, pengukuran gamma ray log dilakukan dengan menurunkan instrument gamma ray log kedalam lubang bor dan merekam radiasi sinar gamma untuk setiap interval waktu tertentu (resolusi vertikalnya biasanya 0.5 feet). Sinar gamma dapat menembus logam dan semen, maka logging gamma ray dapat dilakukan pada saat sumur dipasang casing.

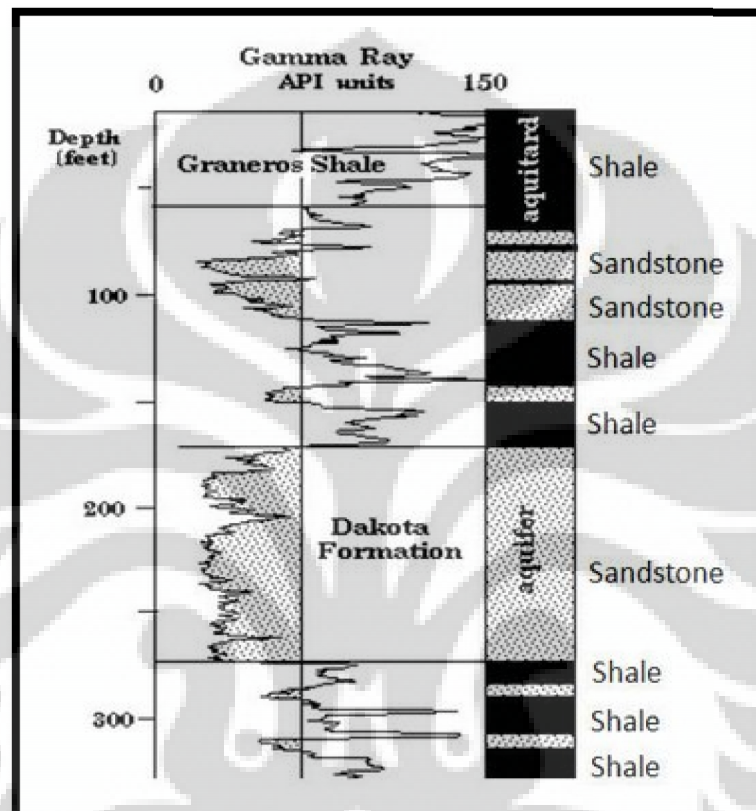
Besaran gamma ray log yang terdapat di dalam rekaman merupakan jumlah total radiasi yang dihasilkan oleh semua unsur radioaktif yang ada di dalam batuan. Untuk memisahkan jenis-jenis bahan radioaktif yang berpengaruh dalam pembacaan gamma ray dilakukan gamma ray spectroscopy.

Spectroscopy ini penting dilakukan ketika kita berhadapan dengan batuan non-shale yang memungkinkan untuk memiliki unsur radioaktif, seperti mineralisasi



uranium pada sandstone, potassium feldspar atau uranium yang mungkin terdapat pada coal dan dolomite.

Gamma ray log memiliki satuan API (American Petroleum Institute) berkisar antara 0 s/d 150. Gambar 3.1 menunjukkan contoh interpretasi lapisan batuan untuk mendiskriminasikan sandstone dari shale dengan menggunakan log gamma ray.



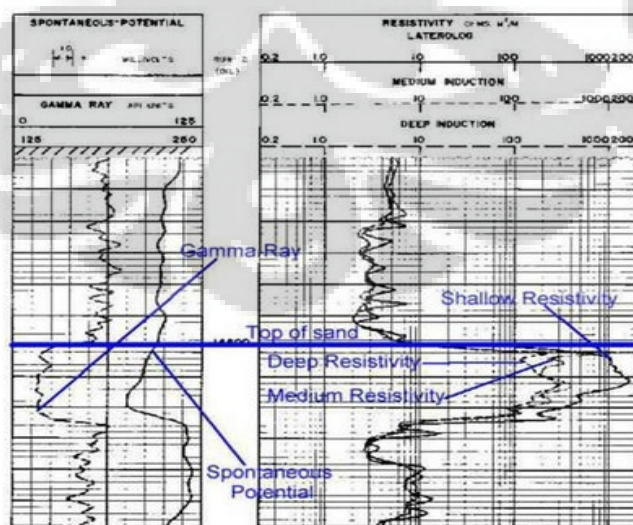
Gambar 3.1 Interpretasi lapisan Shale dan Sandstone (Ensiklopediseismik.blogspot.com, 2009)

Sinar Gamma sangat efektif dalam membedakan lapisan permeabel dan yang tak permeabel karena unsure-unsur radioaktif cenderung berpusat di dalam batuan serpih yang tak permeabel, dan tidak banyak terdapat di dalam batuan karbonat atau pasir yang secara umum adalah permeabel. Pada formasi lunak, SP memberikan perbedaan yang lebih kontras antara serpih dan pasir dibandingkan GR. Sebaliknya pada formasi karbonat yang keras perubahan SP sangat kecil, sehingga tidak dapat membedakan formasi yang permeabel dari yang tak permeabel. Dalam kondisi ini sinar Gamma adalah yang terbaik, karena memberikan resolusi lapisan yang baik.

### 3.1.2 Log Elektrik

Pada tahun 1928, Schlumberger bersaudara dari Perancis telah mengembangkan suatu pengukuran kemudian menjadi pengukuran logging pertama kali yang disebut resistivity (log elektrik). Resistivity memanfaatkan variasi resistivitas listrik berdasarkan beda potensial akibat arus listrik yang diinjeksikan kedalam bumi, dan mengukur nilai parameter resistivitas batuan berbanding dengan luasan formasinya. Lapisan di dalam tanah biasanya mengandung air pada pori-pori batuanya. Lapisan tersebut kemudian dialiri oleh arus listrik sehingga memunculkan resistansi. Resistansi terhadap arus listrik dari total formasi disekitar lubang sumur didefinisikan sebagai penjumlahan besar volume dari kandungan mineral dan air yang bersifat konduktif berada di pori-pori batuan.

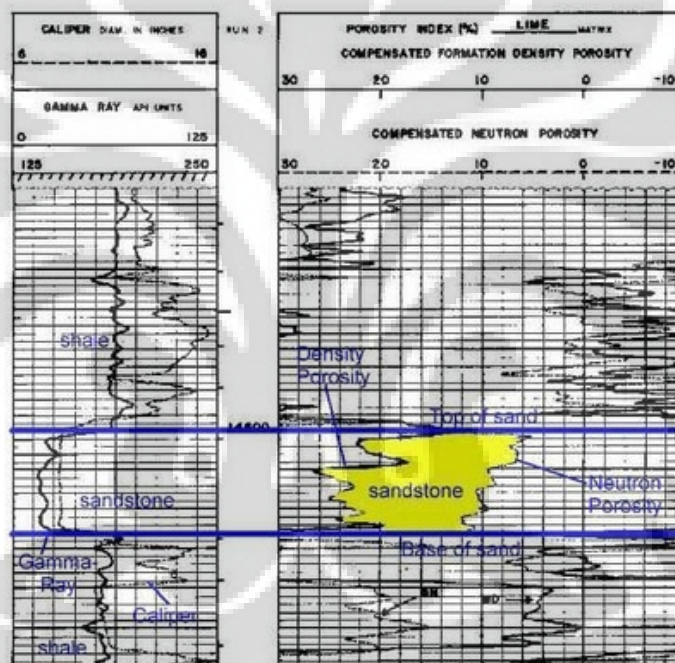
Elektrik log dewasa ini terbagi dua kategori, yaitu laterolog dan log induksi. Laterolog merupakan log elektrik yang mengirimkan arus elektrik dari elektroda langsung ke formasi. Alat ini memfokuskan arus listrik secara lateral ke dalam formasi dalam bentuk lembaran tipis. Ini dicapai dengan menggunakan arus pengawal (bucking current) yang fungsinya untuk mengawal arus utama (measured current) masuk kedalam formasi sedalam-dalamnya. Dengan mengukur tegangan listrik yang diperlukan untuk menghasilkan arus listrik utama yang besarnya tetap, resistivitas dapat dihitung dengan hukum Ohm.



Gambar 3.2 Log elektrik menunjukkan reservoir sandstone (Ensiklopediseismik.blogspot.com, 2009)

### 3.1.3 Log Neutron

Pengukuran Neutron Porosity pada evaluasi formasi ditujukan untuk mengukur indeks hydrogen yang terdapat pada formasi batuan. Jadi, Neutron Porosity log tidaklah mengukur porositas sesungguhnya dari batuan, melainkan yang diukur adalah kandungan hydrogen yang terdapat pada pori-pori batuan. Secara sederhana, semakin berpori batuan semakin banyak kandungan hydrogen dan semakin tinggi indeks hydrogen. Sehingga, shale yang banyak mengandung hydrogen dapat ditafsirkan memiliki porositas yang tinggi pula. Untuk mengantisipasi *uncertainty* tersebut, maka pada praktiknya, interpretasi porositas dapat dilakukan dengan mengelaborasi log density logging.



Gambar 3.3 Menunjukkan lapisan Cross Over log neutron dengan Density  
(Ensiklopediseismik.blogspot.com, 2009)

Density logging sendiri dilakukan untuk mengukur densitas batuan disepanjang lubang bor. Densitas yang diukur adalah densitas keseluruhan dari matrix batuan dan fluida yang terdapat pada pori. Prinsip kerja alatnya adalah dengan emisi sumber radioaktif. Semakin padat batuan semakin sulit sinar radioaktif tersebut ter-emisi dan semakin sedikit emisi radioaktif yang terhitung oleh penerima (counter).

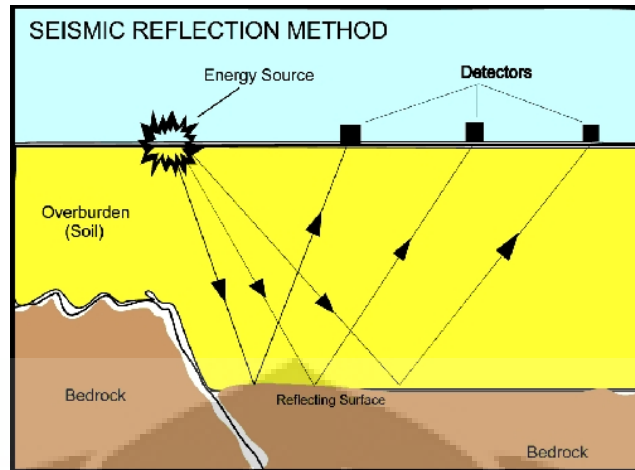
Penggabungan neutron porosity dan density porosity log sangat bermanfaat untuk mendeteksi zona gas dalam reservoir. Zona gas ditunjukkan dengan 'cross-over' antara neutron dan density.

### 3.2 Konsep Dasar Seismik Refleksi

Eksplorasi seismik merupakan serangkaian kegiatan seismik yang dilakukan untuk memetakan suatu daerah yang dianggap potensial untuk dijadikan lahan pengeboran minyak dan gas. Kegiatan eksplorasi seismik telah menjadi alat utama yang digunakan oleh perusahaan eksplorasi di dunia, baik offshore atau onshore. Tahapan yang dilakukan selama eksplorasi seismik adalah studi lapangan, desain pengukuran, akuisisi data, pengolahan data dan interpretasi data. Untuk mengetahui lebih jauh kita harus memahami dulu konsep dasar seismik.

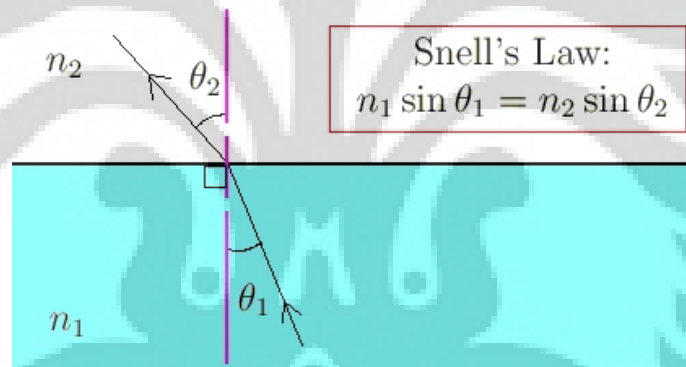
Metoda seismik adalah salah satu metoda eksplorasi yang didasarkan pada pengukuran gelombang elastik yang dikirimkan ke dalam tanah dan kemudian direfleksikan sepanjang perbedaan lapisan tanah atau batas-batas batuan. Sumber gelombang seismik yang digunakan di darat umumnya adalah ledakan dinamit, sedangkan di laut menggunakan sumber getar berupa air gun. Respon yang tertangkap dari tanah diukur dengan sensor yang disebut geofon atau hidrofون. Data yang direkam oleh receiver ialah waktu tempuh gelombang pantul, yang akan memberikan informasi kecepatan rambat gelombang pada lapisan batuan tersebut. Selain hal tersebut variable lain yang dapat dimanfaatkan ialah amplitudo, frekuensi dan fasa gelombang.

Penyelidikan seismik dilakukan dengan cara membuat getaran dari suatu sumber getar. Getaran tersebut akan merambat ke segala arah di bawah permukaan sebagai gelombang getar. Gelombang yang datang mengenai lapisan-lapisan batuan akan mengalami pemantulan, pembiasan, dan penyerapan. Respon batuan terhadap gelombang yang datang akan berbeda-beda tergantung sifat fisik batuan yang meliputi densitas, porositas, umur batuan, kepadatan, dan kedalaman batuan. Gelombang yang dipantulkan akan ditangkap oleh geophone di permukaan dan diteruskan ke instrument untuk direkam dalam bentuk penampang seismik.



Gambar 3.4 Proses seismic refleksi (Oktavinta, 2008)

Untuk penjabaran gelombang di dalam 2 permukaan yang berbeda dijelaskan hukum Snellius, dimana sebuah gelombang arah rambatnya ketika melewati permukaan lain dengan nilai indeks bias yang berbeda akan berubah arahnya tergantung besar kecilnya indeks bias yang dimiliki permukaan tersebut.



Gambar 3.5 Hukum Snellius (math.ubc.ca, 2002)

### 3.3. Komponen Seismik Refleksi

#### 3.3.1. Impendansi Akustik

Impedansi akustik suatu materi didefinisikan sebagai perkalian antara rapat jenis ( $\rho$ ) dengan kecepatan gelombang akustik ( $V$ )

$$Z = \rho \times V \quad (2.1)$$

dimana:

$Z$  = Impedansi akustik ( $\text{kg m s}^{-4}$ )

$\rho$  = Rapat jenis atau densitas

$V$  = Kecepatan Gelombang Seismik

Bisa dikatakan semakin padat suatu batuan maka nilai Impedansi batuan tersebut juga akan semakin besar. Jika nilai impedansi suatu batuan yang berdekatan memiliki nilai yang sama maka hanya sedikit energy yang direfleksikan. Impedansi akustik berperan dalam menetapkan transmisi dan refleksi gelombang di batas antara medium yang memiliki impedansi akustik yang berbeda.

### 3.3.2. Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi adalah suatu nilai yang mempresentasikan bidang batas antara dua medium yang memiliki impedansi akustik yang berbeda. Koefisien refleksi dianggap berhubungan dengan gelombang yang menjalar pada jarak sumber dengan penerima sama dengan nol (*zero offset*). Untuk gelombang yang mengenai batas lapisan pada normal impedans, koefisien refleksinya dapat ditulis :

$$KR = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} \quad (2.2)$$

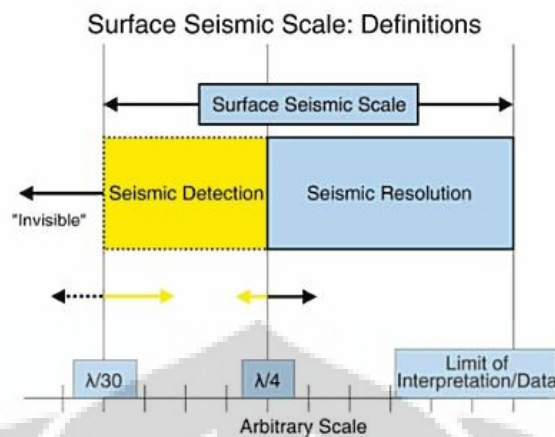
dimana:

$KR$  = Koefien Refleksi

$\rho_2$  = Densitas Lapisan 2

### 3.3.3. Resolusi Seismik Vertikal

Resolusi vertical seismic adalah jarak minimum dua objek yang dapat dipisahkan atau dibedakan oleh gelombang seismic. Ketebalan minimum tubuh batuan untuk dapat memberikan refleksi tersendiri bervariasi dari  $1/8 - 1/30$  panjang gelombang, dengan demikian frekuensi dan kecepatan gelombang seismic sangat mempengaruhi resolusi vertical. Ketebalan minimal yang masih dapat dibedakan disebut dengan ketebalan tuning (*tuning tickness*). Besarnya ketebalan tuning adalah  $1/4$  panjang gelombang seismic ( ), dimana  $= v/f$  dengan  $v$  adalah kecepatan gelombang seismic (kompresi) dan  $f$  adalah frekuensi.



Gambar 3.6 Resolusi Seismik yang dapat ditampilkan (Ensiklopediseismik.blogspot.com, 2009)

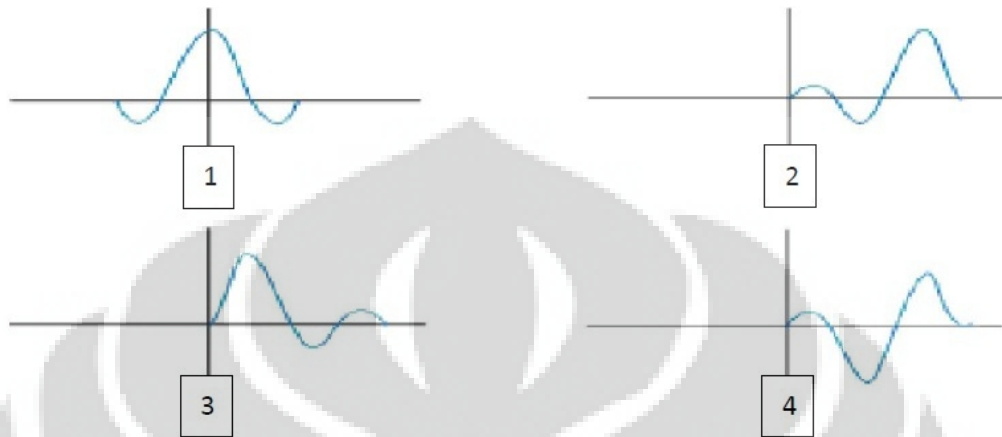
Resolusi ini sangat penting untuk diketahui karena sebagai justifikasi selanjutnya dalam tahap interpretasi selanjutnya, seperti *picking well bottom*, *picking horizons*, dan analisa window pada analisa atribut seismik. Karena pada tahap tersebut perlu diketahui apakah pada ketebalan reservoir diatas resolusi seismiknya. Jika tebalnya diatas resolusinya, maka kita bisa membuat *picking well bottom* dan *picking bottom* reservoir di seismik. Sedangkan pada analisa atribut kita bisa menggunakan analisa window antar horizon.

### 3.3.4. Wavelet

*Wavelet* atau sering disebut juga sinyal seismik merupakan kumpulan dari sejumlah gelombang seismik yang mempunyai amplitudo, frekuensi dan *phase* tertentu. Berdasarkan konsentrasi energinya *wavelet* dapat dibagi atas beberapa jenis (Sismanto, 1999):

1. *Zero phase*, yaitu *wavelet* berfase nol (disebut juga *wavelet* simetris), yaitu *wavelet* yang energinya terpusat pada titik nol (*peak* pada batas AI). *Wavelet* jenis ini mempunyai nilai resolusi maksimum dibanding *wavelet* jenis yang lain.
2. *Minimum phase*, yaitu *wavelet* yang pemusatan energinya terjadi pada bagian depan dari *wavelet* (muka gelombang), sedekat mungkin dengan titik referensisama dengan nol ( $t=0$ ) dan tidak memiliki energi sebelum  $t=0$

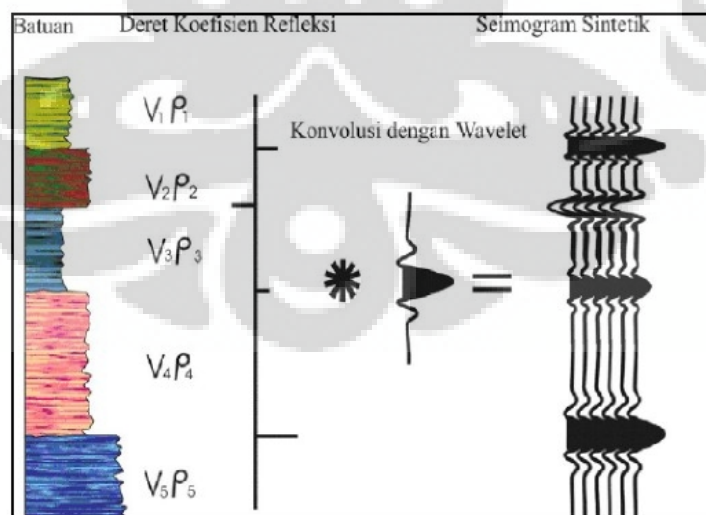
3. *Maksimum phase*, yaitu *wavelet* yang memiliki pemusatan energi maksimal pada dibagian akhir dari *wavelet*.
4. *Mix phase*, adalah *wavelet* yang tidak terjadi pemusatan energi baik dibagianawal atau akhir dari *wavelet*.



Gambar 3.6. Jenis-jenis *wavelet* 1) *Zero Phase Wavelet*, 2) *Maximum Phase Wavelet*, 3) *Minimum Phase Wavelet*, 4) *Mixed Phase Wavelet* (Sukmono, 1999)

### 3.3.5. Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah rekaman seismic buatan, yang dibuat dari data log kecepatan dan densitas. Data kecepatan dan densitas membentuk fungsi koefisien refleksi yang selanjutnya dikonvolusikan dengan menggunakan *wavelet*.



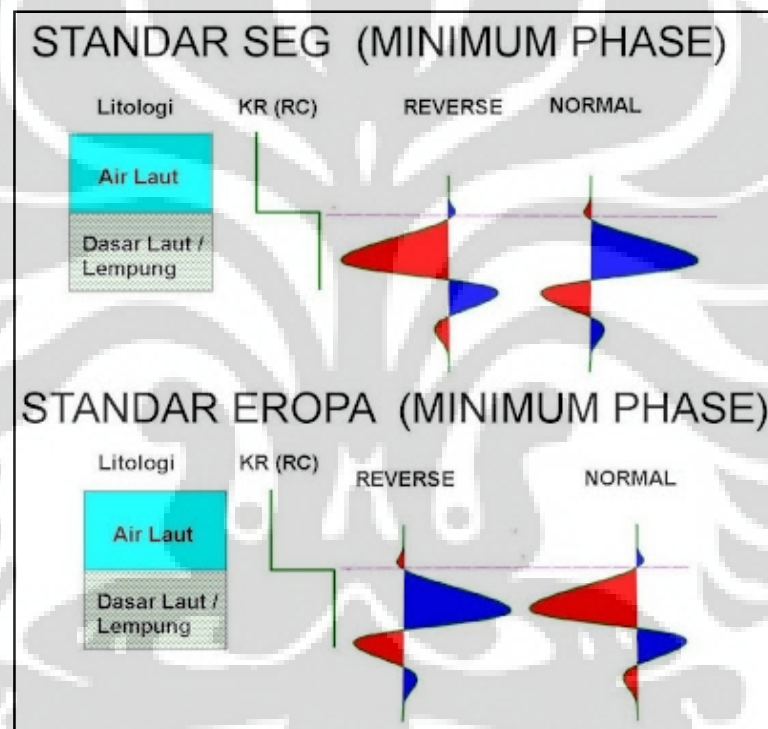
Gambar 3.7 Konvolusi antara koefisien refleksi dengan *wavelet* menghasilkan sintetik seismogram (Sukmono, 1999)



Seismogram sintetik dibuat untuk mengkorelasikan antara informasi sumur (lithologi, kedalaman dan sifat-sifat fisis lainnya) terhadap penampang seismic guna memperoleh informasi yang lebih lengkap dan komprehensif.

### 3.3.6. Polaritas

Polaritas adalah defleksi koefisien refleksi yang ditandai dengan nilai positif dan negatif. Terdapat dua pendekatan bentuk polaritas yang berbeda yaitu polaritas normal dan reverse. Saat ini terdapat 2 standar polaritas yang dipakai dalam interpretasi seismic yaitu standar SEG dan standar eropa dan nilai keduanya berkebalikan.

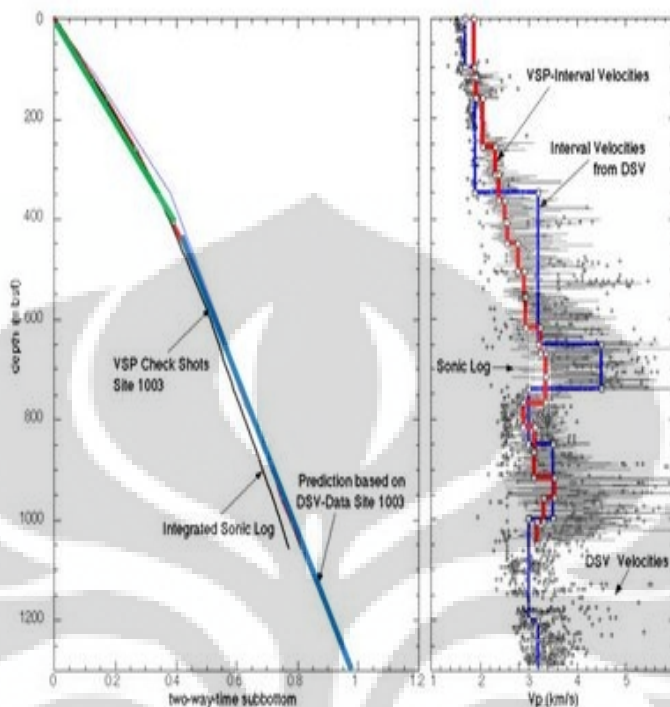


Gambar 3.8 Polaritas normal dan reverse (Ensiklopediseismik.blogspot.com, 2009)

### 3.3.7. Borehole Checkshot

Dari beberapa data sumur tersedia, selain data log, data yang memiliki fungsi penting dalam proses interpretasi seismic adalah data *checkshot*. Data ini memberikan korelasi antara data *two-way time* yang dimiliki oleh gelombang seismic dengan data kedalaman, baik *true vertical depth* maupun *measured depth*. Umumnya data *checkshot* ini ditampilkan dalam bentuk kurva logaritmik, atau biasa disebut *time to depth curve*. *Time Depth Curve* adalah metoda yang paling

murah, cepat tetapi kurang akurat, dan hanya cocok jika tidak ada variasi kecepatan secara lateral karena sesar, facies, dll.



Gambar 3.9 Borehole Checkshot (Gibrelssen, 2001)

Gambar 3.9 menunjukkan *time depth curve* yang dibangun berdasarkan data *sonic*, VSP dan pengukuran *core* (DSV). Untuk memperoleh TWT (*two way time* – gambar kiri), digunakan hubungan kecepatan ( $V_p$ ) dan kedalaman (kanan). Pada gambar diatas terdapat dua trend hubungan *Time-Depth* (hijau dan biru), perbedaan trend ini biasanya mencerminkan sifat geologi tertentu. Dari gambar diatas hubungan waktu dan kedalaman dari TWT 0 s/d 0.4s digunakan kurva hijau dan dari 0.4 s/d 1s digunakan kurva biru.

Dalam proses interpretasi seismik, data *checkshot* diperlukan untuk mengkonversikan dari dimensi waktu menjadi kedalaman ataupun sebaliknya. Konversi ini memiliki dua tujuan, pertama adalah mengkonversi dari data kedalaman menjadi waktu, yakni untuk mengetahui marker seismik dalam *two-way time*. Kedua, tujuan data *checkshot* ini adalah sebagai tools untuk proses *depth conversion*, untuk mengkonversikan peta struktur waktu menjadi peta struktur kedalaman sehingga menyempurnakan hasil interpretasi seismik.

Beberapa fungsi lain dari data *checkshot* diantaranya untuk mengkalibrasikan log *sonic* dan untuk analisis kecepatan untuk pengolahan data seismik permukaan (*surface seismic processing*).



## BAB IV

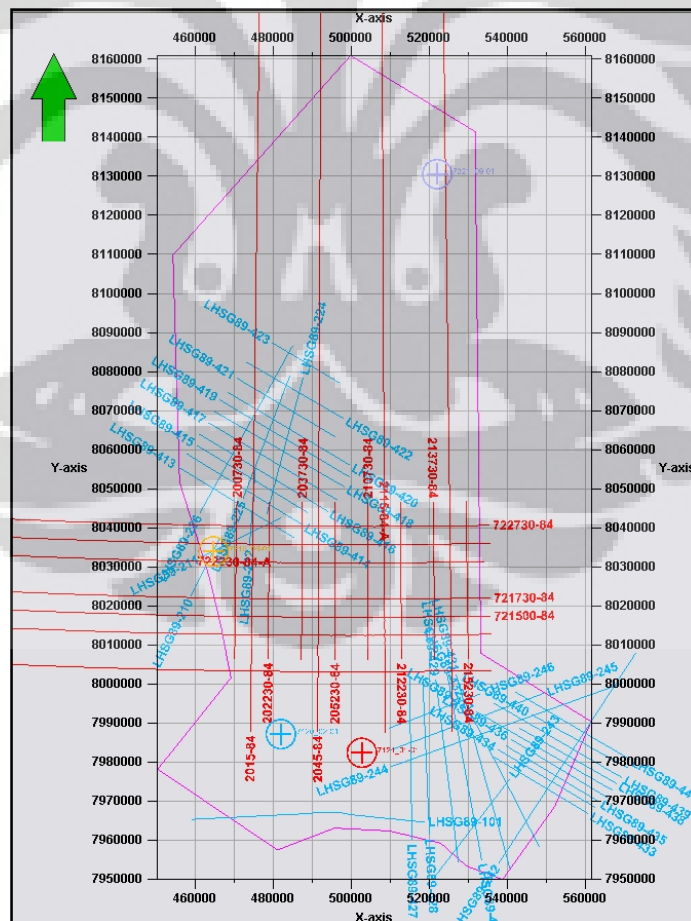
### DATA DAN PENGOLAHAN DATA

#### 4.1. Persiapan Data

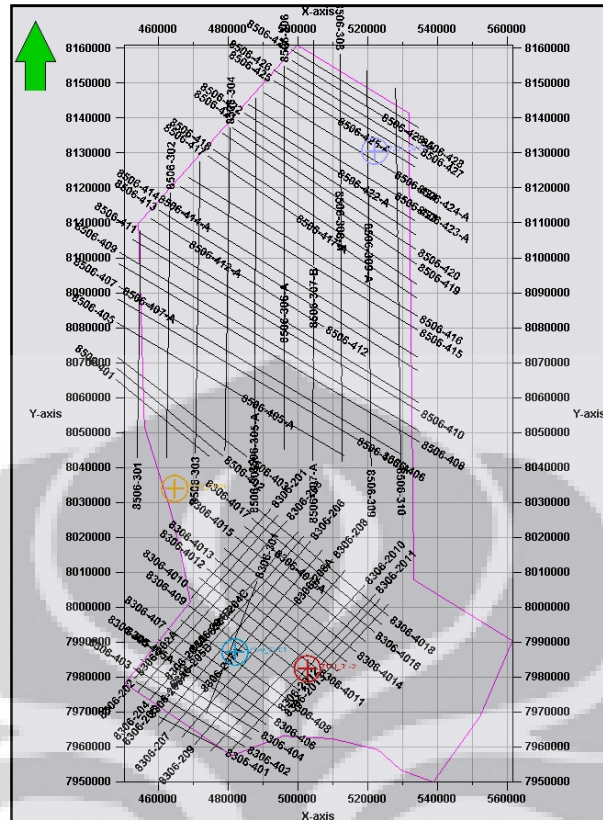
Data yang digunakan di dalam penelitian yang dilakukan adalah data seismik 2D, data sumur dengan kelengkapannya, data checkshot, dan marker geologi. Keseluruhan data akan diolah dan prosesnya hingga mendapatkan hasil akhir berupa perhitungan volumetrik akan dijelaskan di dalam bab ini.

##### 4.1.1. Data Seismik

Data seismik yang digunakan adalah data seismik pada 3 daerah survey, dengan survey 1 berjumlah 38 line, survey 2 berjumlah 21 line dan survey 3 berjumlah 96 line.

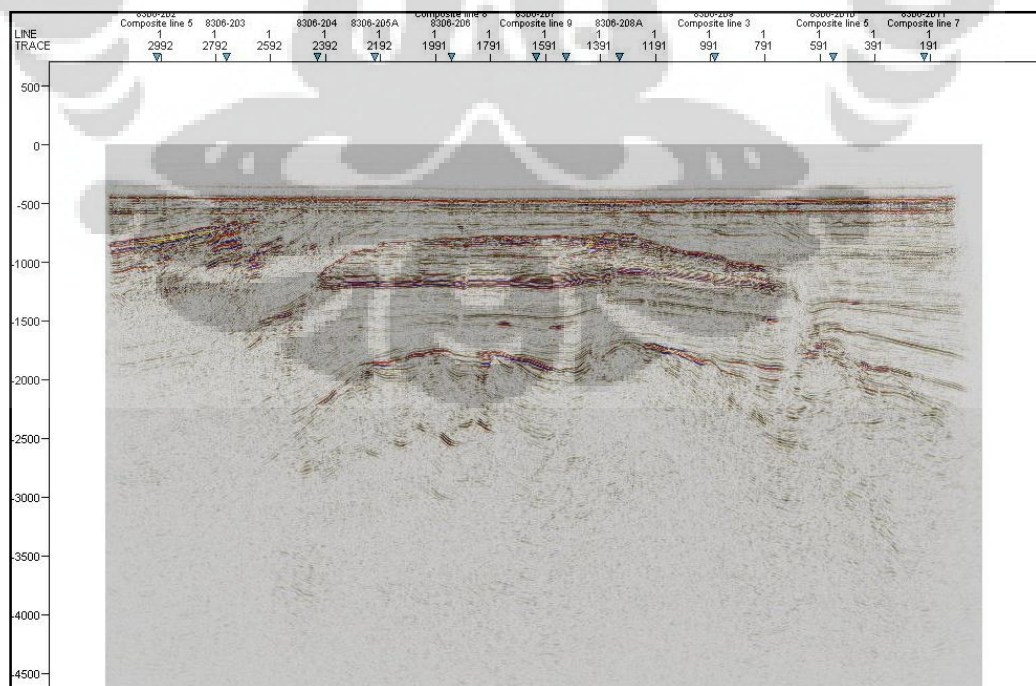


Gambar 4.1 Wilayah penelitian survey 1 dan 2



Gambar 4.2 Wilayah daerah penelitian survey 3

Untuk dapat melihat tampilan penampang seismik 2D dengan jelas, dapat dilihat dengan penampang *Interpretation Window* pada **gambar 4.3**.



Gambar 4.3 Tampilan penampang seismik 2D di dalam *Interpretation Window*

#### 4.1.2. Data Sumur

Pada penelitian ini digunakan 4 sumur yang tersebar sepanjang daerah penelitian seismik, antara lain: 7120\_02-01, 7121\_01-01, 7219\_09-01, 7321\_09-01. Nomor depan dari sumur menunjukkan kedekatan lokasi antara masing-masing sumur. Data dari sumur seperti log densitas dan sonic digunakan untuk melakukan pengikatan data sumur terhadap data seismik, sedangkan data gamma ray dan resistivity untuk melihat korelasi wilayah marker sumur.

No.	Well Name	Well Coordinate		Start depth (m)	Stop depth (m)	KB (m)
		X	Y			
1	7120_02-01	481924.3005	7987088.204	386.992	3501.821	23
2	7121_01-01	502657.3262	7971131.626	482.875	5012.125	27
3	7219_09-01	464673.5829	8033881.851	418.997	4304.725	23
4	7321_09-01	521962.494	8130580.535	658.874	1374.642	24

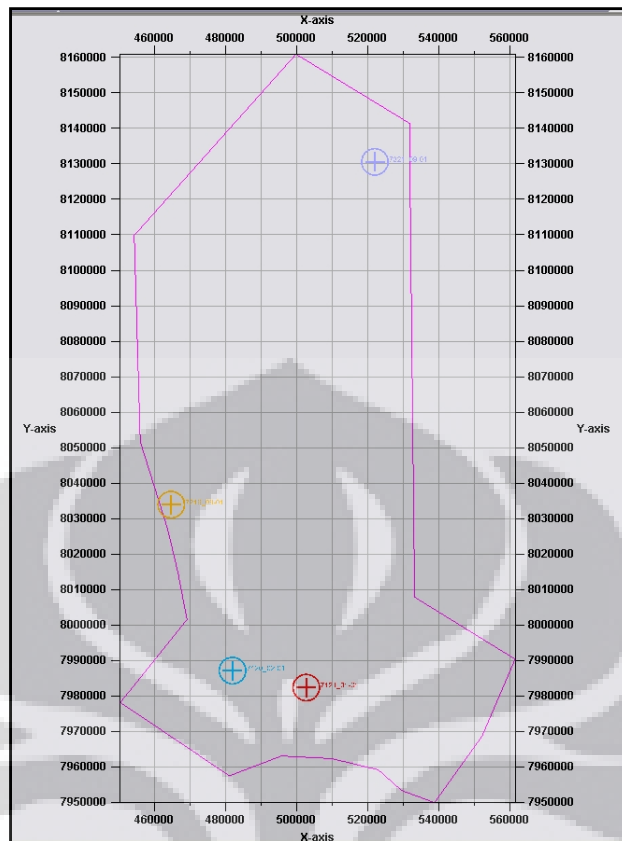
(a)

No.	Well Name	Gamma Ray Log	Density Log	Porosity Log	Sonic Log	Checkshot
1	7120_02-01					
2	7121_01-01					
3	7219_09-01					
4	7321_09-01				-	

(b)

Gambar 4.4 Data Base sumur dan data kelengkapan yang dimiliki sumur

Data sumur yang akan digunakan dalam proses *Well Tie* dan *Picking* hanya digunakan 3 data log karena masing-masing log memiliki data Sonic log yang keberadaannya penting di dalam proses *Well tie*. Untuk posisi sumur sebenarnya di dalam daerah survey seismik dapat dilihat pada **gambar 4.5**.



Gambar 4.5 Posisi sumur di dalam survey seismik

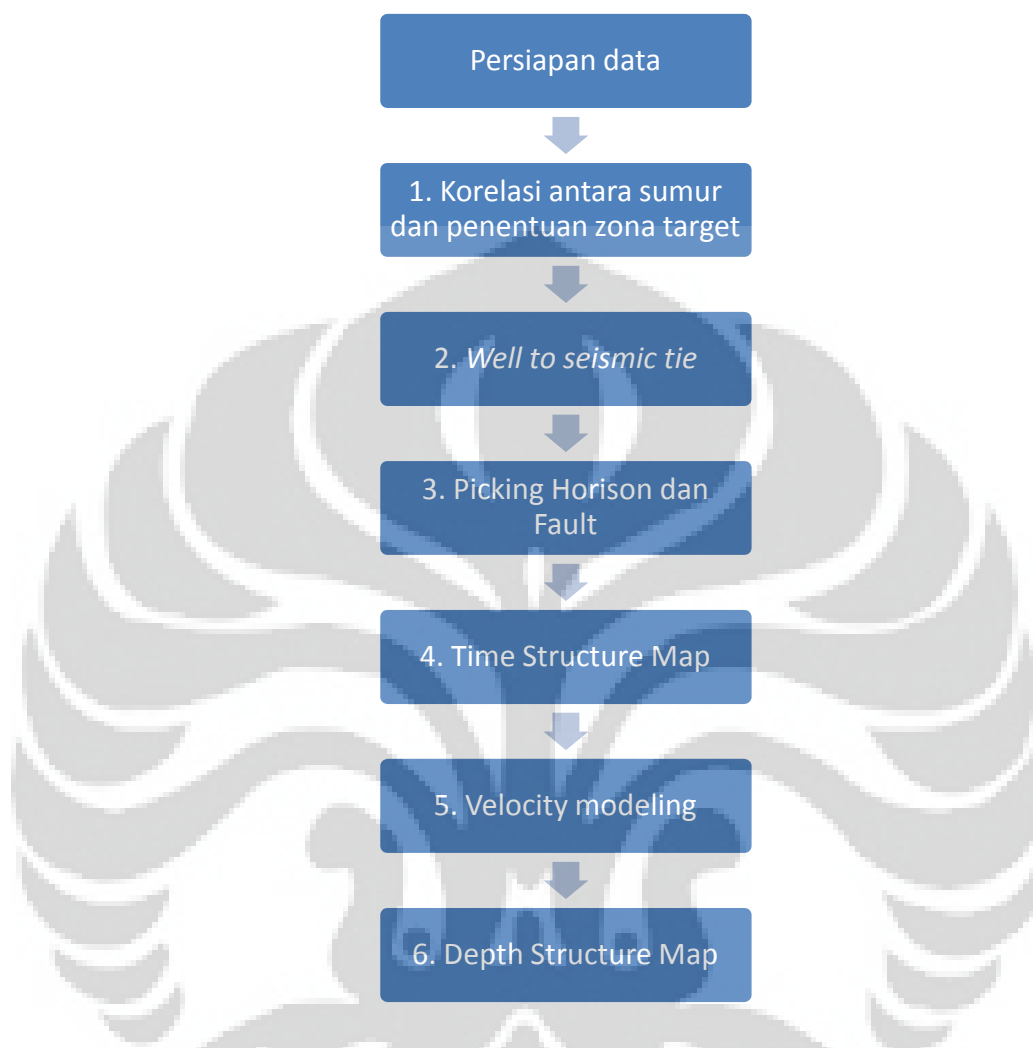
#### 4.1.3. Data Checkshot

Data sumur yang digunakan di dalam penelitian ini menggunakan domain kedalaman (meter) dalam melihat ke lapisan bawah permukaan tanah, sedangkan data seismik menggunakan domain waktu (ms) dalam melihat kedalaman lapisan bawah tanah. Data checkshot digunakan untuk mengubah domain kedalaman yang dimiliki sumur menjadi domain waktu sehingga data sumur yang diperoleh dapat dimasukkan ke dalam data seismic atau yang lebih dikenal dengan istilah *Well to seismic tie*.

#### 4.2 Tahapan Pengolahan Data

Proses pengolahan data pada penelitian yang dilakukan melalui beberapa tahapan yang masing-masing tahapan memiliki proses yang panjang dan tidak mudah. Tahapan yang dilakukan adalah korelasi sumur, *well seismic tie*, picking horizon dan fault, peta kontur di dalam domain waktu (*time structure map*) dan

mengubahnya menjadi peta kontur kedalaman (*Depth structure map*) dengan menggunakan model kecepatan.



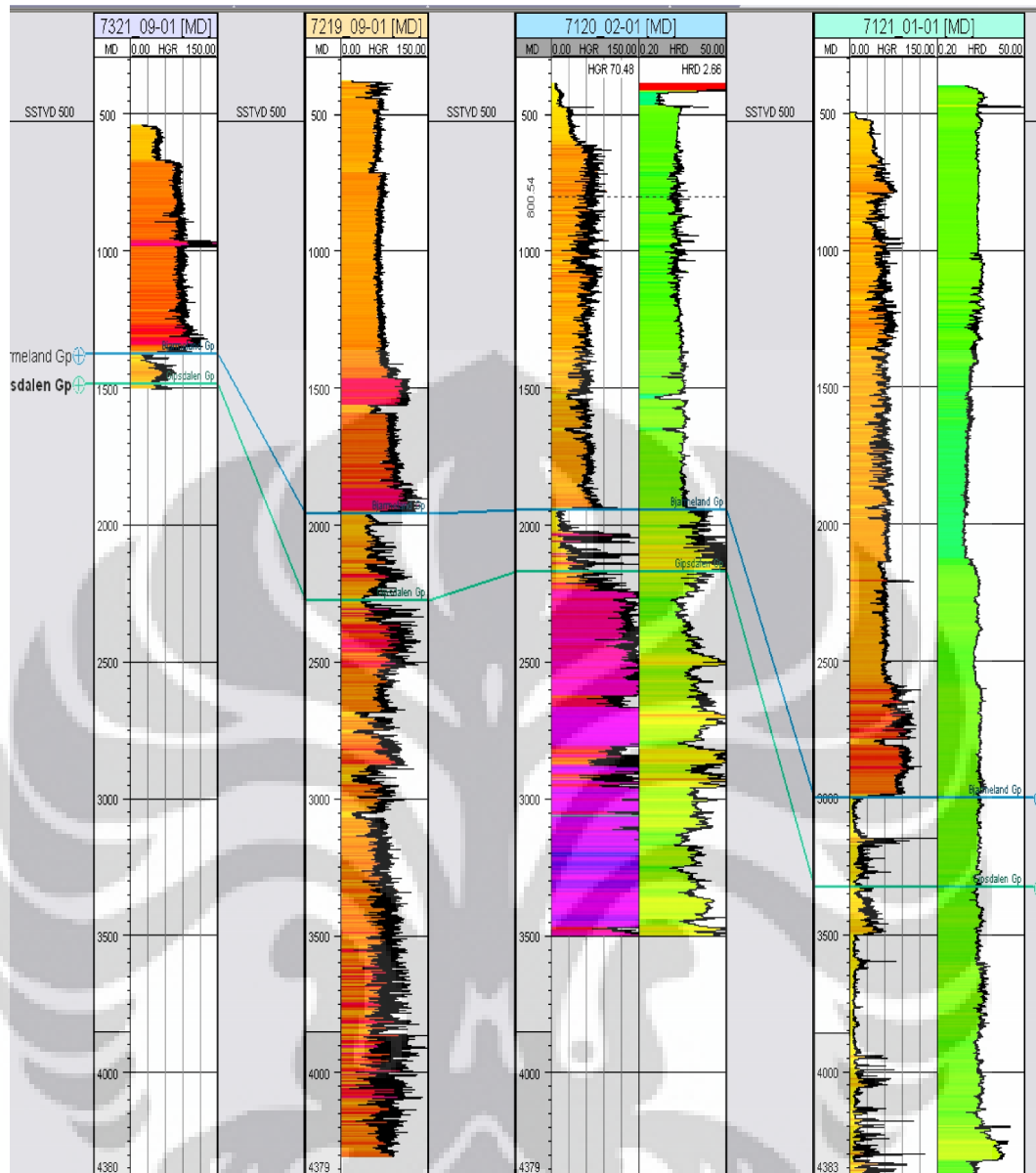
Gambar 4.6 Diagram alir proses pengolahan data

Penelitian ini menggunakan software *Petrel* untuk pengerjaannya dan untuk mendukung hasil yang lebih digunakan software *Interactive Petrophysic*.

#### 4.2.1. Korelasi sumur dan penentuan zona Target

Proses pertama yang dilakukan dalam pengolahan data adalah melihat suatu zona *Interest* yang dianggap potensial menjadi suatu reservoir di dalam log. Batas atas dan batas bawah lapisan potensial ini juga kemudian dilihat di dalam log sehingga dapat diketahui berapa ketebalan lapisan tersebut. Penentuan zona ini kemudian dilanjutkan ke sumur yang lainnya sehingga akan didapatkan suatu korelasi antara masing-masing sumur yang berada di dalam zona survey seismik.





Gambar 4.7 Korelasi antar sumur dari Utara-Selatan

Proses korelasi sumur menggunakan 3 jenis log utama yaitu Gamma Ray log, Density log dan Resistivity log. Gamma ray log digunakan untuk melihat jenis batuan yang berada pada zona yang telah ditentukan. Batuan non-shale (sandstone atau karbonat) memiliki nilai gamma ray yang lebih rendah dibandingkan dengan batuan shale. Batuan shale tidak dipilih sebagai reservoir karena sifatnya yang memiliki permeabilitas yang tidak baik. Resistivity log digunakan sebagai alat indikasi ada tidaknya hidrokarbon di lapisan tersebut. Nilai Resistivity log yang tinggi menunjukkan adanya suatu potensi hidrokarbon di lapisan tersebut.

Setelah mengikuti pemahaman di atas maka ditentukan suatu zona interest pada sumur yang ada. Zona reservoir pada daerah penelitian berada pada suatu lapisan karbonat yang ditandai dengan zona dengan nilai gamma ray yang rendah tanpa diselingi dengan shale dan event refleksi yang kuat. Lapisan ini kemudian ditentukan batas atas dan batas bawah formasinya.

Korelasi sumur kemudian dilanjutkan dengan melihat posisi sumur dari arah Utara hingga Selatan dengan urutan sebagai berikut: 7321\_09-01 → 7219\_09-01 → 7120\_02-01 → 7121\_01-01.

Korelasi sumur bertujuan untuk melihat perkiraan ketebalan suatu lapisan, melihat potensi ada atau tidaknya hidrokarbon di suatu lapisan, melihat lithologi suatu lapisan dan nantinya akan menjadi parameter yang di analisis dalam penentuan prospek.

#### **4.2.2 Pengikatan data sumur dan data seismik**

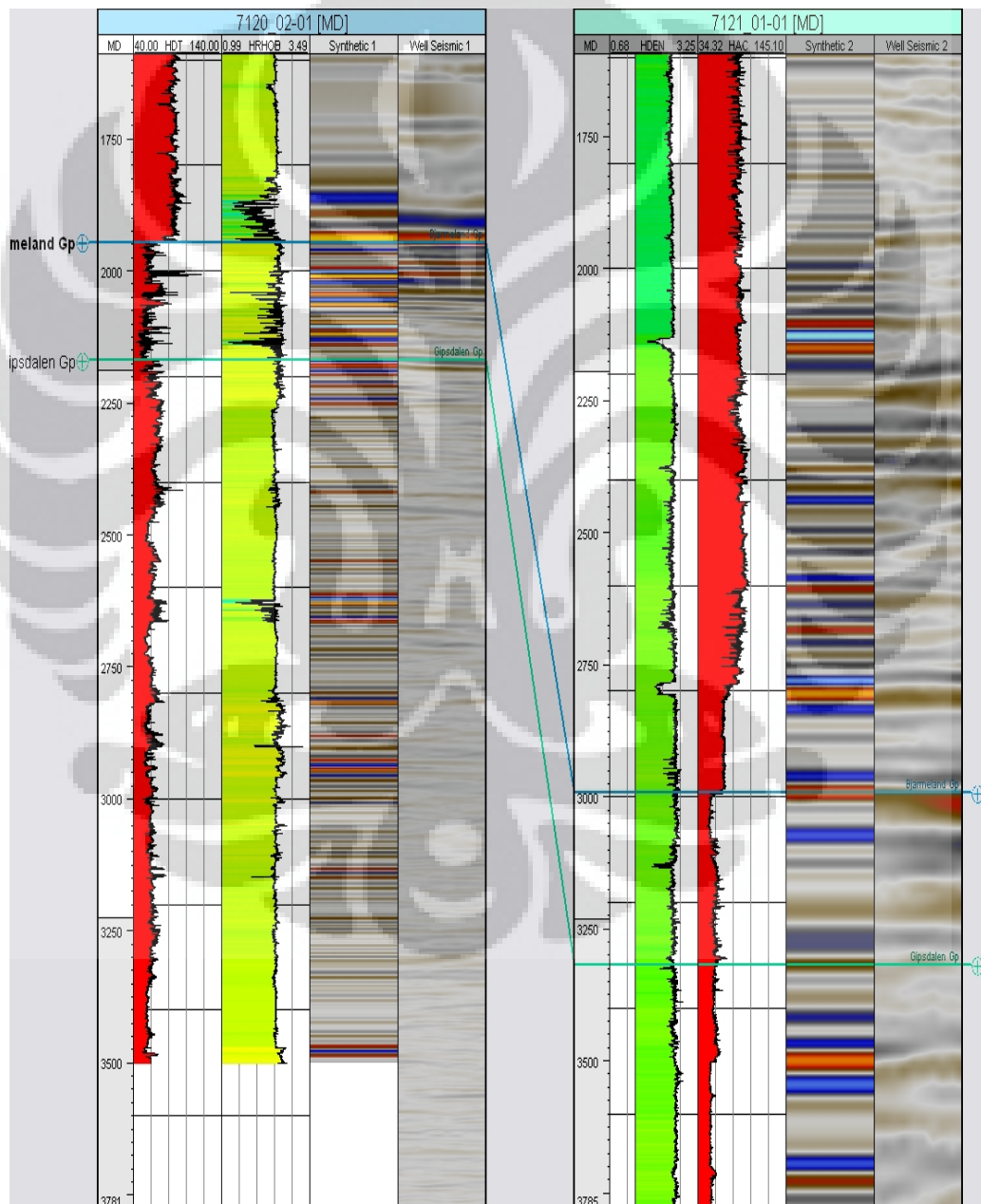
Pengikatan data sumur terhadap data seismik yang biasa dikenal dengan istilah *well seismic tie* merupakan proses lanjutan yang bertujuan untuk mencocokkan data sumur yang memiliki domain kedalaman (m) dengan data seismik yang berada dalam domain waktu (t). Proses pengikatan kedua data ini bertujuan untuk melihat marker geologi yang telah dibuat di dalam data seismik yang nantinya berguna untuk untuk proses interpretasi seismik.

Pengubahan domain kedalaman data sumur menjadi domain waktu membutuhkan bantuan data checkshot sehingga data kedalaman (m) dapat diubah menjadi data domain waktu (*two way time*). Maka, diperlukan pembuatan sintetik seismogram di sumur yang akan diikat dengan data seismik. Pembuatan sintetik seismogram ini dilakukan dengan mengkovolusi koefisien refleksi dengan wavelet. Pengikatan data sumur terhadap data seismik harus melalui proses *stretching*, *squeezing* dan *shifting*. Ketiga proses tersebut bertujuan agar hasil *well seismic tie* yang didapat akurat.

Proses *shifting* dilakukan dengan menarik data sintetik seismogram ke atas dan ke bawah sehingga komponen sintetik seismogram berada pada posisi yang

seharusnya. Proses *stretching* dan *squeezing* merupakan proses merenggangkan atau merapatkan tras seismik agar cocok dengan tras sintetis. Pada proses ini dilihat nilai amplitudo yang paling mendekati dengan amplitudo yang terbentuk pada data sintetis seismogram.

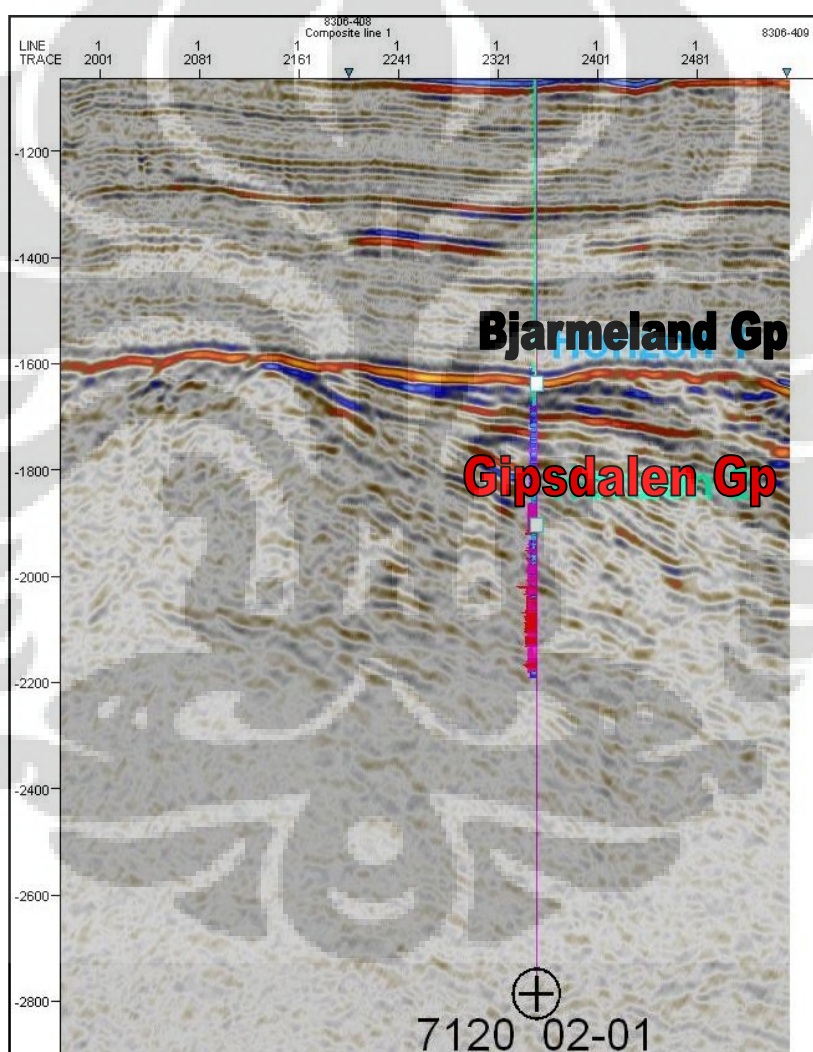
Data sumur yang digunakan adalah sonic log dan density log. Berikut adalah tampilan hasil pengikatan data sumur terhadap data seismik dimana terlihat tras sintetis dicocokkan amplitudonya dengan tras seismik.



Gambar 4.8 Pengikatan data sumur terhadap data seismik

### 4.2.3 Picking Horizon

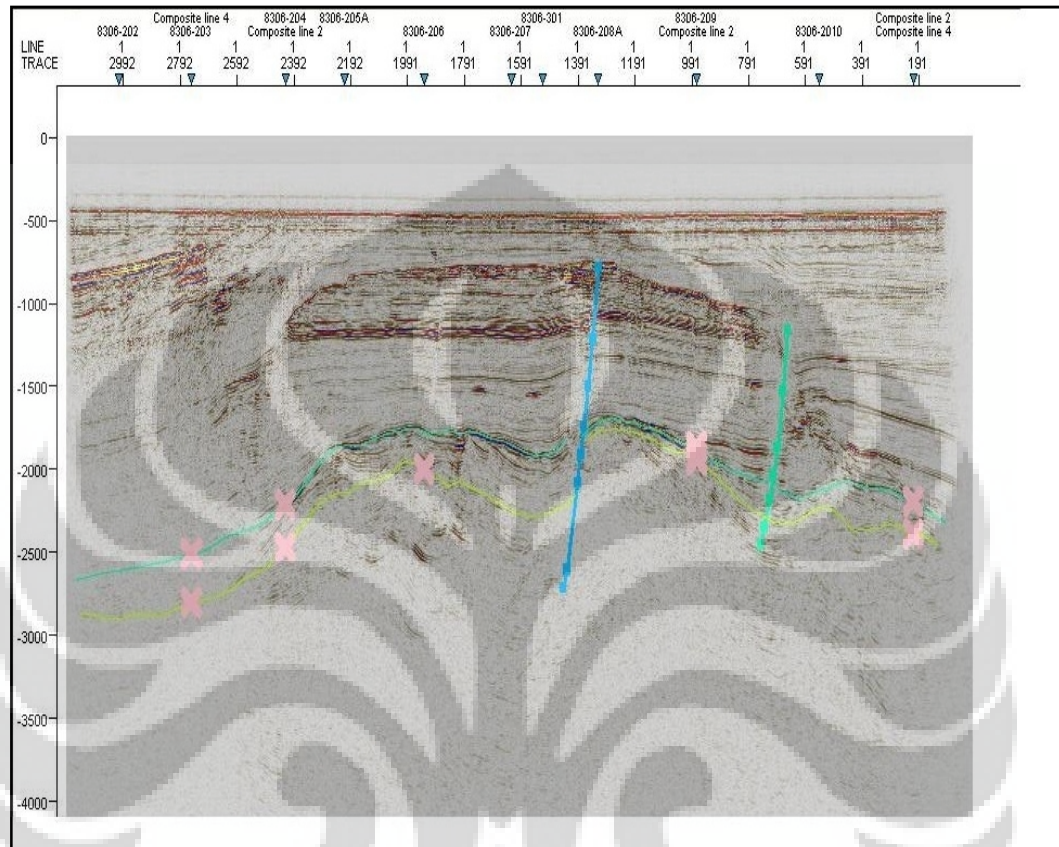
Proses picking horizon memegang peranan penting terhadap hasil akhir dari penelitian yang dilakukan. Pada proses ini data sumur yang telah diikat terhadap data seismik akan ditampilkan. Pada interpretation window dapat dilihat letak perpotongan antara marker geologi terhadap data seismik yang akan dijadikan acuan di dalam proses *picking*. Wavelet yang digunakan merupakan *zerophase* (SEG normal) sehingga *picking horizon* dilakukan pada peak dari amplitude seismik.



Gambar 4.9 Tampilan data sumur di dalam seismik

Informasi-informasi seperti keadaan struktur geologi regional, penyebaran batuan regional, arah ataupun jenis batumannya sangat dibutuhkan dalam *picking horizon*. *Picking horizon* harus dilakukan dengan teliti dan cermat serta kelanjutan suatu

lapisan di line seismic lainnya harus diperhatikan dengan seksama sehingga tidak terjadi kesalahan *picking* yang menyebabkan perbedaan-perbedaan suatu formasi lapisan batuan.



Gambar 4.10 Proses picking horizon dan picking fault

Pada tahap ini juga dilakukan proses *picking fault*. Proses ini sama pentingnya dengan *picking horizon* karena struktur patahan merupakan jalur migrasi dari hidrokarbon sehingga dengan melakukan pemetaan patahan dan dikombinasikan dengan geologi regional akan didapatkan model petroleum sistem untuk menggambarkan bagaimana proses terbentuknya suatu reservoir.

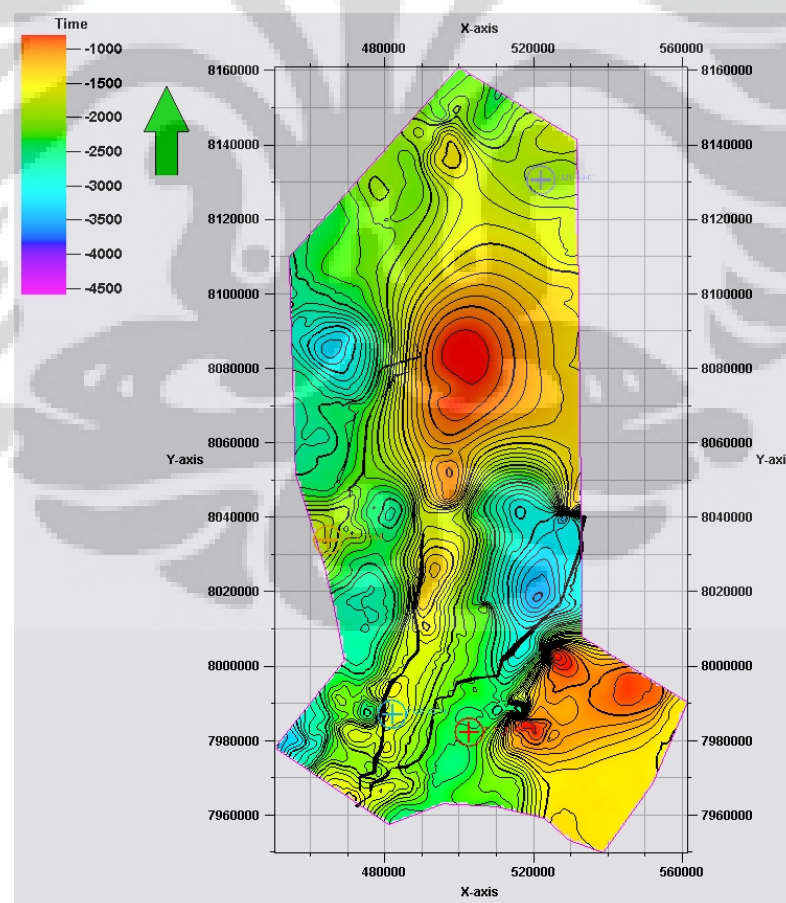
Struktur geologi di dalam data penampang seismik dapat ditandai dengan ciri-ciri sebagai berikut:

1. Adanya ketidakmenerusan pada pola refleksi (offset pada horizon).
2. Penyebaran kemiringan yang tidak sesuai dengan atau tidak berhubungandengan stratigrafi.

3. Adanya pola difraksi pada zona patahan.
4. Adanya perbedaan karakter refleksi pada kedua zona dekat sesar.
5. Adanya pelengkungan horison seismik yang membentuk suatu antiklin maupun sinklin.
6. Batuan sedimen yang tererobos intrusi mengalami *melting* sehingga struktur lapisannya menjadi tidak jelas / cenderung *chaotic* di kanan-kiri intrusi.

#### 4.2.4 Peta struktur waktu

Pembuatan peta struktur waktu didasarkan dari hasil *picking horizon* dan *picking fault*. Batas dari peta didasarkan dari pembuatan polygon yang mencakup dari lokasi survey seismic yang digunakan. Pembuatan peta ini bertujuan untuk melihat struktur lapisan yang telah dibuat.

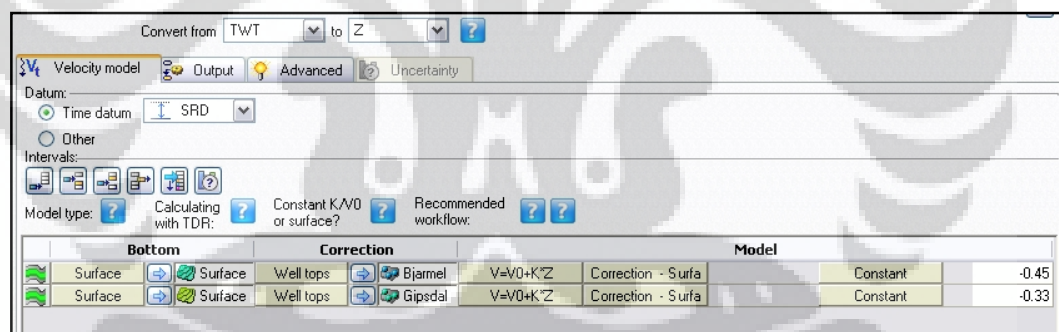


Gambar 4.11 Peta struktur waktu Bjarmeland Gp

Peta ini memiliki nilai pada domain waktu, legenda pada peta ini berdasarkan nilai *two way time* dari lapisan yang telah dipilih dan untuk warnanya bisa diatur sesuai yang diinginkan. Pada peta ini sudah bisa dianalisis untuk permukaan dan patahannya.

#### 4.2.5. Velocity Modelling

*Velocity model* merupakan salah satu kunci dalam mengkonversi peta struktur waktu menjadi peta struktur kedalaman. Kualitas dari semua hasil yang akan didapat tergantung dari permodelan kecepatan yang nantinya dapat mempengaruhi hasil perhitungan volume dari hidrokarbon yang diproduksi. Pemodelan kecepatan dilakukan dengan detail yang mewakili nilai distribusi kecepatan yang terdapat pada daerah survey seismik baik secara lateral ataupun vertikal di bawah permukaan tanah. Hasil yang baik dalam mengkonversi peta struktur waktu ke kedalaman didapat dengan integrasi informasi yang baik antara data geologi dan geofisika (statigrafi, marker, log, kerangka geologi, seismik horizon, dan *velocity average*).



Gambar 4.12 Proses pembuatan *velocity modelling*

Proses permodelan kecepatan di dalam software yang digunakan dapat dilakukan secara langsung dengan memasukkan data nilai estimasi kecepatan yang akan digunakan. Usaha yang dilakukan dalam pembuatan model kecepatan dilakukan dengan metode *trial and error* dengan melihat hasil akhir pada peta struktur kedalaman. Nilai kecepatan juga disesuaikan dengan jenis lapisan batuan, kasus yang ada pada penelitian ini berada pada lapisan carbonat dengan nilai estimasi kecepatan pada lapisan ini 2000-5000 m/s<sup>2</sup>. Nantinya nilai kecepatan yang dipilih adalah nilai yang menghasilkan nilai koreksi paling kecil.

#### 4.2.6. Peta struktur kedalaman

Hasil akhir dari konversi peta struktur waktu oleh model kecepatan adalah peta struktur kedalaman. Konversi yang dilakukan dengan melihat model kecepatan yang diestimasi pada masing-masing horizon. Peta struktur kedalaman akan memiliki tingkat akurasi dalam menentukan prospek lebih tinggi dibandingkan dengan peta struktur waktu karena dapat diketahui kedalaman suatu prospek dengan pasti berdasarkan peta yang didapat.

Peta kedalaman akan sangat berguna dalam menghitung bulk volume yang akan digunakan dalam menghitung estimasi pada suatu prospek reservoir.

#### 4.2.7 Volumetrik

Kalkulasi volumetric dilakukan untuk menghitung besarnya volume bulk, Hidrokarbon, STGIP (Stop Tank Gas in Place). Sebelum melakukan kalkulasi volumetric harus terlebih dahulu melakukan analisis log untuk menentukan nilai porositas dan saturasi air.

Dalam perhitungan GRV (Gross Rock Volume) ada beberapa parameter yang diperlukan, yakni: top reservoir, spill point, dan pembuatan polygon pada zona yang dianggap prospek.

Setelah menentukan besarnya Bulk Volume langkah selanjutnya adalah menentukan STGIP (Stop Tank Gas in Place). STGIP yang diperoleh akan menjadi parameter utama dalam menentukan prospek reservoir pada penelitian ini.



## BAB V

### HASIL DAN PEMBAHASAN

#### 5.1 Analisa Sumur

Target yang ingin dicapai di dalam penelitian ini adalah zona reservoir. Zona reservoir yang dimaksud merupakan zona lapisan pada suatu formasi batuan yang memiliki kandungan hidrokarbon. Untuk dapat mengetahui zona tersebut dapat dianalisis langsung dengan menggunakan data sumur yang dimiliki pada suatu zona survey seismik.

Terdapat 4 data sumur yang digunakan pada penelitian ini, tetapi hanya akan dianalisis 3 data sumur sedangkan sumur yang lain hanya digunakan sebagai pembanding. 3 Sumur yang akan dianalisis adalah 7120\_02-01, 7121\_01-01, dan 7129\_09-01. Ketiga sumur tersebut dipilih karena kedalamannya mencapai lapisan Upper Paleozoic yang menjadi target reservoir karbonat. Data sumur yang dibutuhkan di dalam analisis petrofisik adalah log gamma ray, log density, log sonic, log neutron, dan log resistivity. Korelasi antar sumur akan memiliki fungsi sebagai berikut:

1. Melihat lithologi suatu lapisan formasi batuan.
2. Melihat persebarannya lebih jauh.
3. Menambah kelengkapan data sumur yang harus ditambahkan dalam analisis seperti *water saturation, vshale, porosity dll*.

Lithologi suatu lapisan dapat diketahui dengan melihat respon lapisan tersebut terhadap log Gamma Ray atau Spontaneous Potential. Pada penelitian ini, diakibatkan hanya terdapat data log Gamma Ray, maka penentuan lithologi hanya berdasarkan log tersebut. Pada suatu lapisan non-shale, respon Gamma ray yang diberikan akan cenderung rendah dibandingkan dengan batuan shale. Hal tersebut diakibatkan kandungan unsur-unsur radioaktif pada batuan shale lebih banyak dibandingkan batuan lainnya (sandstones, limestones, dolomite, coal) sehingga akan memberikan nilai respon gamma ray yang tinggi. Dalam kasus ini lapisan

target yang merupakan batuan karbonat dapat terlihat berdasarkan log Gamma ray.

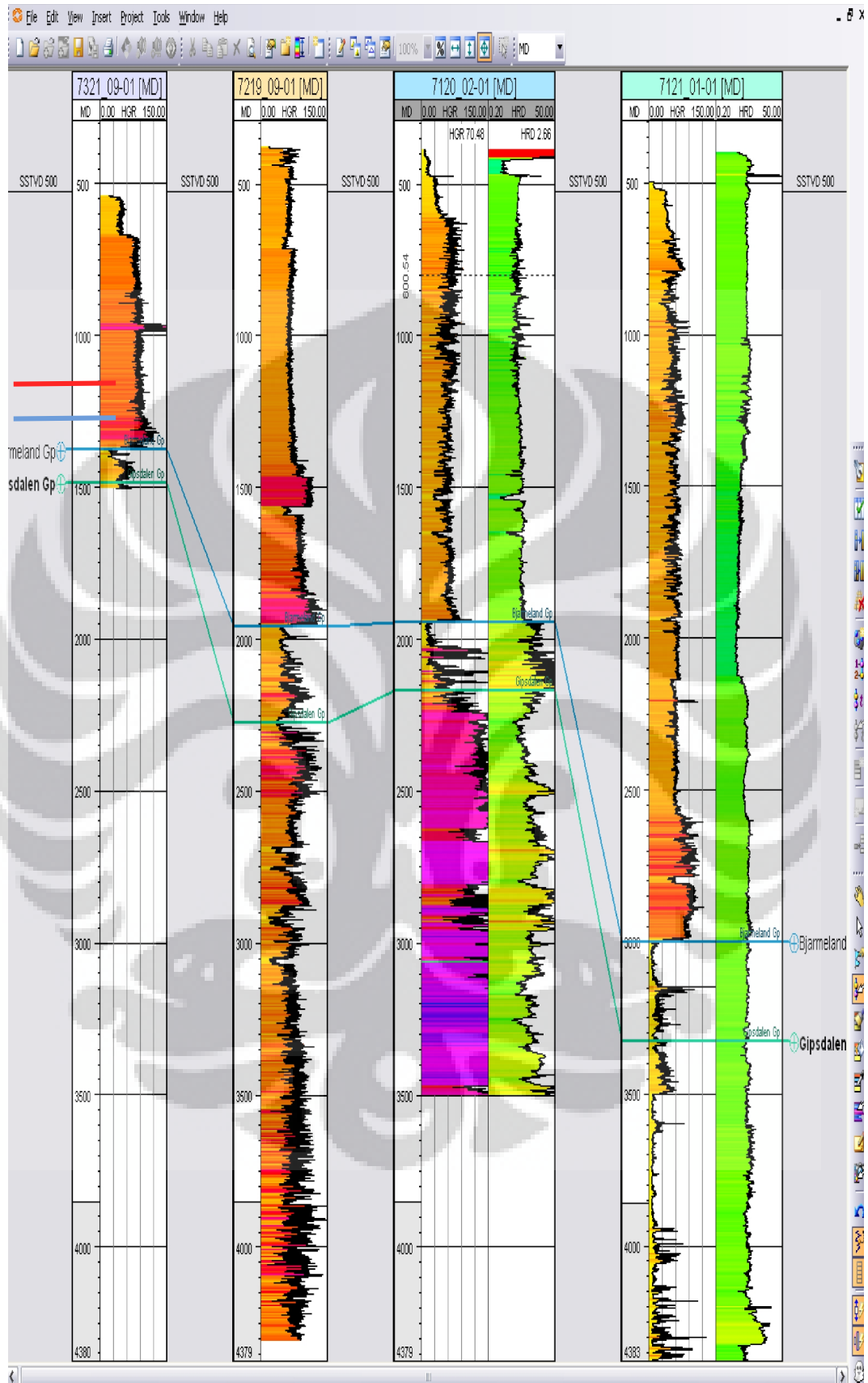
Berdasarkan korelasi sumur yang telah dibuat dapat dibuat sebuah tabel yang memperlihatkan nama formasi target, kedalamannya, dan tebal lapisan tersebut. Data yang didapat berdasarkan horizon yang telah dibuat dan dihubungkan dari satu sumur ke sumur yang lain.

Sumur Horison	7210_02-01	7121_01-01	7129_09-01	Ketebalan rata-rata
Bjarmeland Gp	1928 – 2145	3000 – 3345	1950 – 2247	154
Gipsdalen Gp	2145 – 2350	3345 – 3550	2255 – 2520	206

Tabel 5.11 Ketebalan lapisan pada masing-masing sumur

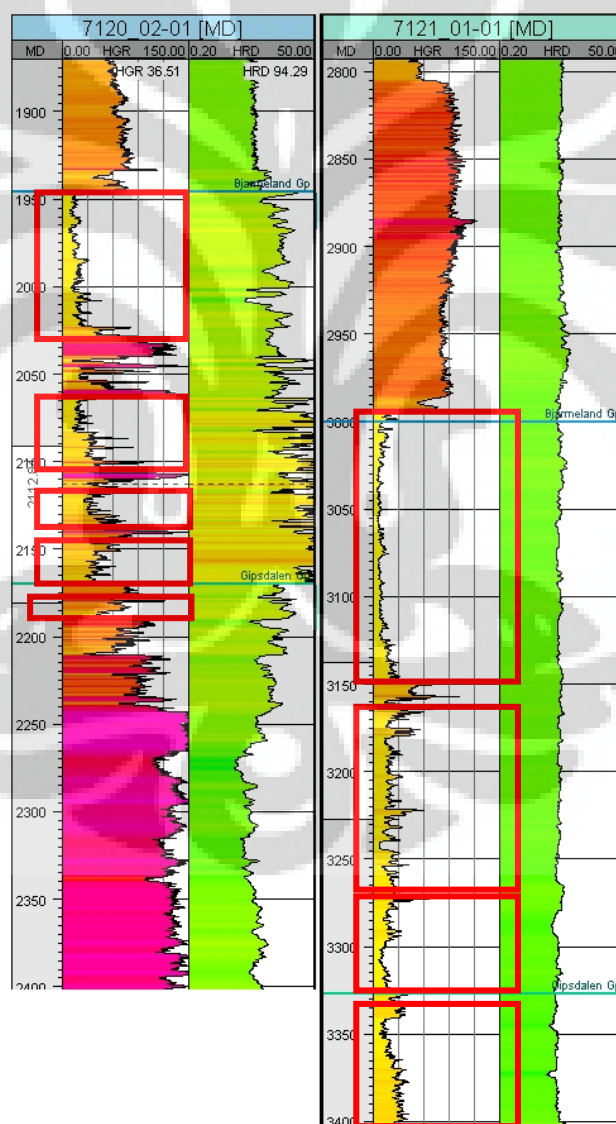
Masing-masing lapisan memiliki ketebalan lapisan yang berbeda-beda dan berada pada kedalaman yang berbeda juga. Hal tersebut diakibatkan perbedaan proses pengendapan dan adanya proses-proses tektonik yang berbeda di tiap daerah. Pada sumur 7210\_02-01 dan 7121\_01-01 terdapat perbedaan letak kedalaman dari lapisan formasi yang sangat besar. Diperkirakan terjadinya Uplift pada lokasi tersebut sehingga terdapat perbedaan kedalaman yang sangat mencolok.

Pada penelitian ini target reservoir diperkirakan berada pada lapisan formasi Bjarmeland Group yang di dalamnya terdiri dari 3 gabungan formasi yaitu formasi Polarev, Ulv dan Isjborn. Lapisan Bjarmeland berada pada hingga awal Permian. Bjarmeland group ditandai dengan deposisional dari karbonat yang didominasi oleh crinoids, bryozoans, barchipod dan siliceous sponges. Lingkungan pengendapan yang terjadi berada pada lingkungan dengan suhu air yang dingin. Pengendapan terjadi pada beberapa lingkungan karbonat dengan suhu air yang lebih dingin dan terbentuk dari build-up dari bryozoans. Lapisan ini terbentuk dengan tebal pada bagian barat dari loppa high.

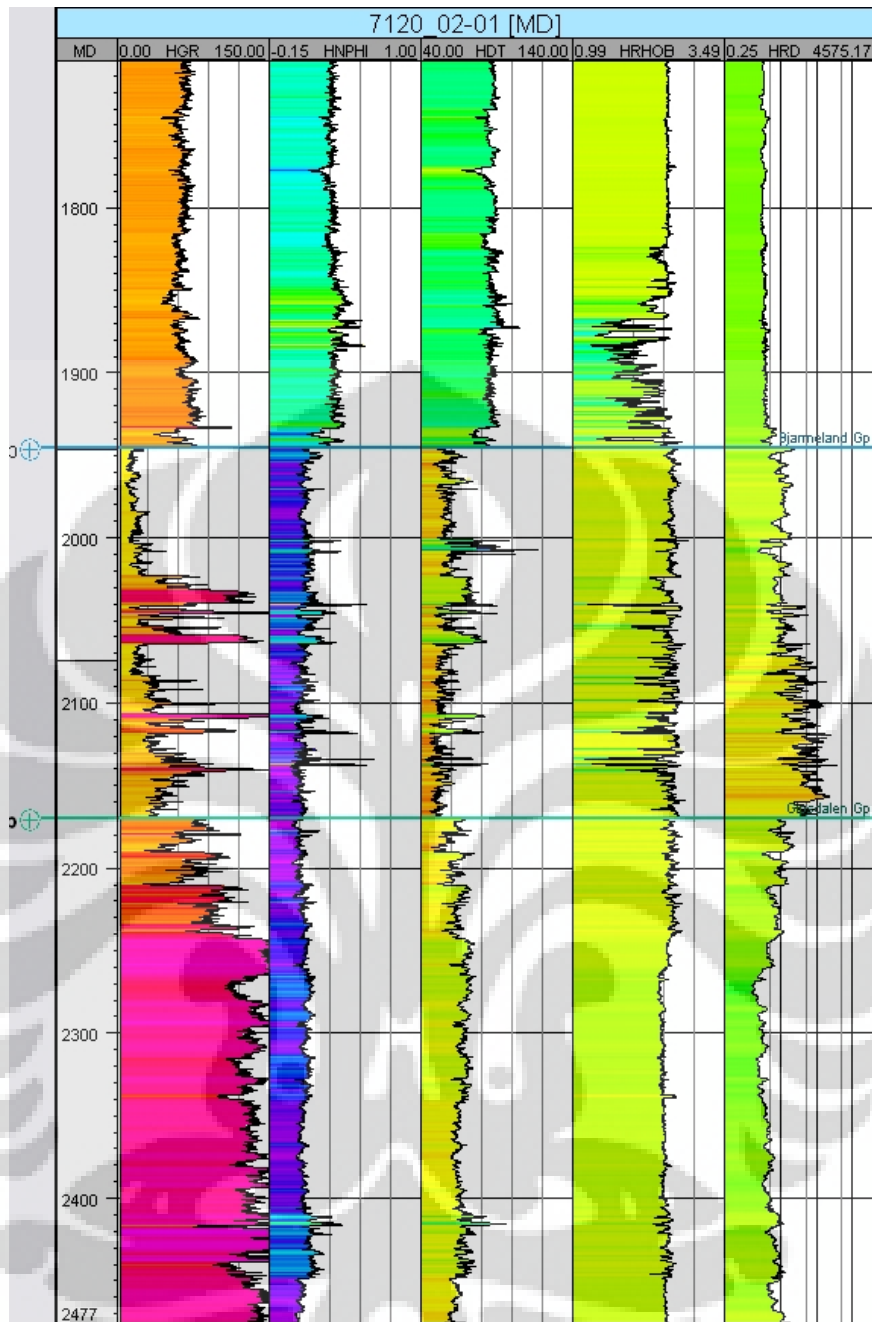


Gambar 5.1 Korelasi Sumur pada wilayah penelitian

Pada penampang *well-section* sumur-sumur yang akan di analisis, dapat dilihat nilai respon Gamma ray yang diberikan pada lapisan Bjarmeland Gp. Pada masing-masing sumur nilai Gamma ray yang diberikan lebih rendah dibandingkan dengan kedalaman yang lain yang berarti berbeda formasi. Nilai Gamma ray yang rendah sebenarnya belum bisa memastikan bahwa lapisan tersebut merupakan karbonat, tetapi kita dapat meyakini bahwa pada formasi tersebut batuanannya adalah non-shale (sandstones, limestones, atau coal). Untuk dapat memastikannya perlu dukungan dari data nilai log yang lain seperti log sonic. Pada batuan karbonat harus memiliki zona *clean shale* yang dapat dilihat dari nilai gamma ray yang membuat suatu blok tanpa ada perselingan dari shale.



Gambar 5.2 Respon Log Gamma Ray yang rendah pada masing-masing sumur

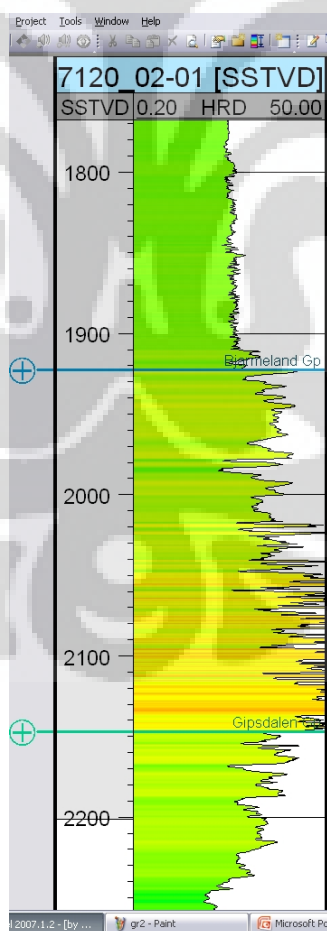


Gambar 5.3 Kurva Log Gamma Ray, NPHI, Sonic, Density dan Resistivity

Sonic log dapat digunakan sebagai parameter tambahan untuk menganalisis suatu lapisan di dalam data sumur. Informasi yang diberikan oleh sonic log berupa kecepatan dengan satuan us/f. Nilai yang diberikan pada sonic log merupakan *slowness* jadi semakin rendah nilai sonic log maka nilai kecepatan di dalam m/s akan semakin tinggi. Pada lapisan karbonat nilai sonic log rendah atau dengan kata lain memiliki kecepatan yang tinggi yaitu berkisar antara 2000 – 5000 m/s<sup>2</sup>.

Pada proses pembuatan sintetis seismogram akan didapatkan nilai velocity calculated yang didapatkan dari log sonic. Pada data velocity calculated akan didapatkan nilai velocity yang tinggi pada saat gelombang melewati lapisan karbonat.

Pada log RHOB dapat dilihat nilai yang tinggi yaitu berkisar dari 2.42 – 2.68, nilai tersebut menunjukkan bahwa densitas batuan tersebut besar. Hal ini merupakan salah satu indikasi suatu formasi batuan karbonat yang biasanya memiliki nilai densitas yang tinggi. Nilai yang ditunjukkan pada log NPHI yang rendah menunjukkan bahwa pada formasi batuan porositasnya kecil, tetapi masih terdapat ruang untuk menyimpan fluida di dalamnya. Tingginya nilai sonic pada lapisan karbonat disebabkan tingginya densitas pada batuan karbonat sehingga kecepatan gelombang ketika melalui suatu formasi batuan karbonat akan meningkat.



Gambar 5.4 Respon Log resistivity pada Bjarmeland Gp

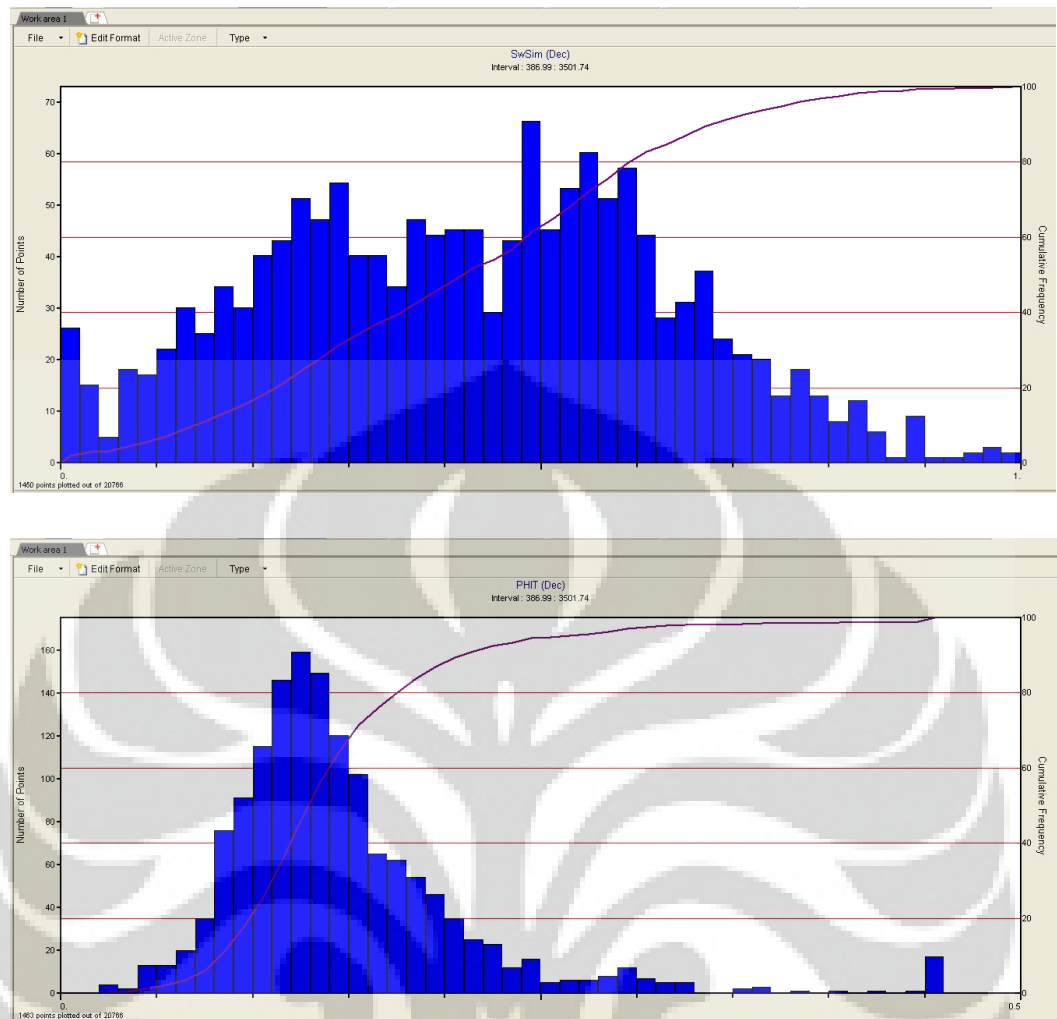
Salah satu parameter yang lain untuk melihat keberadaan hidrokarbon di dalam batuan adalah dengan melihat respon batuan tersebut terhadap Log resistivity. Pada suatu lapisan batuan yang memiliki kandungan hidrokarbon di dalamnya akan memberikan nilai resistivity yang tinggi. Hal tersebut akibat kemampuan dari hidrokarbon dalam mengalirkan listrik yang buruk sehingga nilai resistivitynya tinggi. Pada formasi Bjarmeland, dapat dilihat pada masing-masing sumur yang dianalisis bahwa nilai log Resistivitynya memiliki nilai yang tinggi dibandingkan dengan lapisan-lapisan yang lain yang berada di sekitarnya. Hal tersebut dapat menyimpulkan adanya kandungan hidrokarbon yang berada pada Bjarmeland Gp.

Berdasarkan evaluasi dari beberapa sumur, maka didapatkan zona reservoir berada pada lapisan Bjarmalend Gp dengan lithologi karbonat dan terdapat hidrokarbon di dalamnya.

Nilai SW (saturation water) menunjukkan jenis fluida yang kemungkinan berada di dalam suatu reservoir, bias berupa air, minyak dan gas dapat dilihat dari rentang nilai SW yang didapat. Jika nilai SW berkisar dari 0.1-0.3 mengindikasikan adanya kandungan gas, kisaran 0.4-0.6 mengindikasikan adanya minyak, dan kisaran  $>0.6$  mengindikasikan air. Perhitungan dari nilai SW didapatkan nilai yang berkisar dari 0.3 hingga 0.8. Nilai SW paling dominan dengan nilai rata-rata 0.481. Berdasarkan analisa SW dari sumur 7120\_02-01 mengindikasikan adanya kandungan minyak. Nilai SW juga menunjukkan banyak atau tidaknya kandungan air dalam suatu formasi, semakin tinggi berarti kandungan air semakin banyak.

Berdasarkan nilai PHIT yang tinggi dapat diindikasikan bahwa lapisan formasi Bjarmeland Gp memiliki nilai porositas yang cukup baik untuk menjadi reservoir dan dari grafik log V-shale yang rendah menunjukkan bahwa lapisan tersebut memiliki kandungan shale yang rendah sehingga rongga pada volume batuan saling terhubung dengan baik atau dengan kata lain memiliki nilai permeabilitas yang baik.

Nilai Sw yang dominan berada pada rentang nilai 0,3059 – 0,5985. Pada histogram dari Phit nilai dominan berada pda 0,1245 dapat dilihat pada Gambar 5.5.



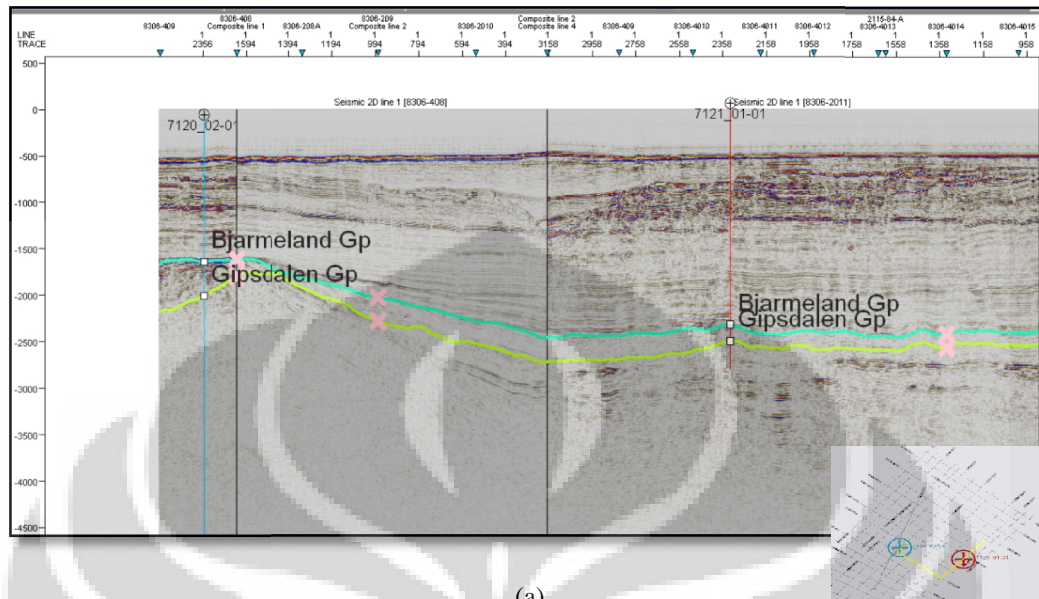
Gambar 5.5 Histogram dalam evaluasi reservoir Log SW dan PHIT

## 5.2 Analisis Picking fault dan Horison

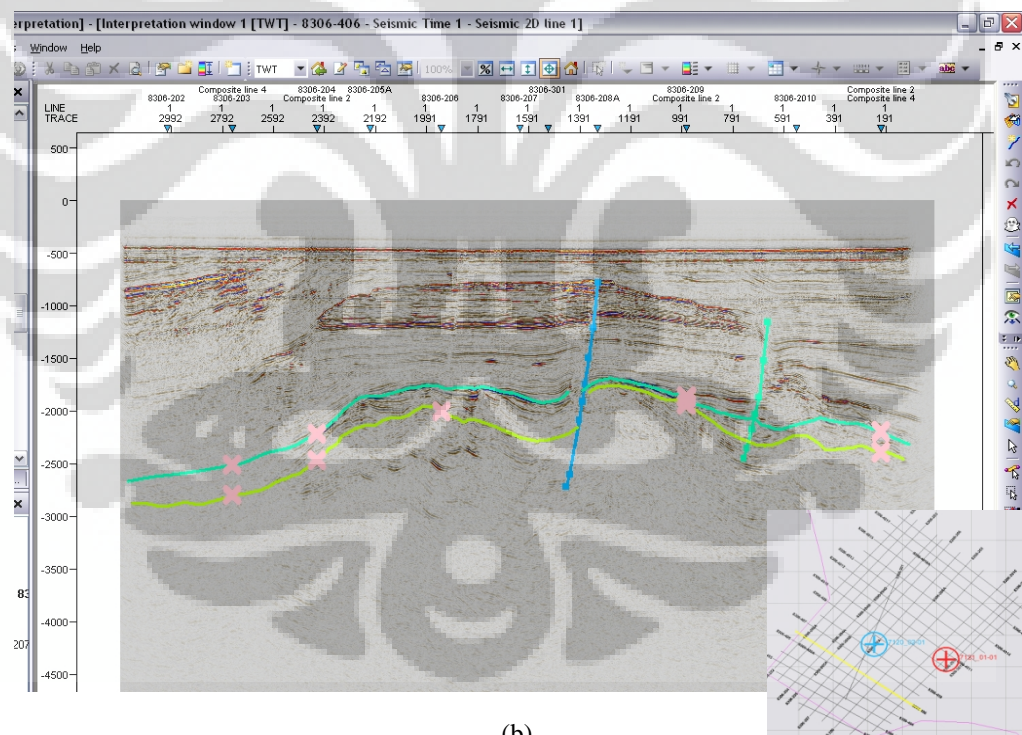
Berdasarkan penentuan zona reservoir dari analisa sumur maka dilakukan proses *well to seismic tie* sehingga didapatkan zona target dilihat di dalam line seismik. Proses picking horizon dilakukan pada line seismic yang digunakan di dalam penelitian yaitu sebanyak 155 line. Data seismik yang digunakan merupakan data 2D sehingga perlu dilakukan pembuatan arbitrary line untuk membantu proses picking horizon. Picking horizon dilakukan untuk masing-masing top dari formasi Bjarmeland Gp dan Gipsdalen Gp. Bersamaan dengan dilakukannya proses . Picking horizon dilakukan juga picking fault. Picking fault tidak dilakukan berdasar hasil *well to seismic tie*, tetapi dilakukan langsung berdasarkan data line seismic. Fault dilihat atas dasar perubahan suatu lapisan yang dapat



kemenerusannya tiba-tiba berubah dan posisinya bisa menjadi di atas atau di bawah.



(a)



(b)

Gambar 5.6 (a) dan (b) Proses Picking Horison dan Fault

Pada zona formasi yang telah dipilih terdapat 2 major fault yang dapat dilihat berdasarkan data seismic. Pada daerah lainnya juga terdapat beberapa major fault

dan minor fault, tetapi karena tidak menyentuh zona formasi maka tidak dilakukan picking pada lokasi tersebut.

Pada Top formasi Bjarmeland Gp terlihat adanya fenomena *Bright spot* yang menandakan adanya nilai amplitude yang tinggi. Nilai amplitude yang tinggi memperlihatkan bahwa di zona tersebut terdapat suatu anomaly. Zona anomali tersebut diperkirakan sebagai zona reservoir. Bjarmeland Gp terbentuk pada awal Permian dan Gipsdalen Gp terbentuk pada awal Permian hingga akhir Carboniferous. Zona di atas dari formasi Bjarmeland Gp adalah zona yang terbentuk pada zaman Triassic dengan didominasi batuan *sandstone*.

Letak dari fault untuk masing daerah penelitian berbeda, karena daerah penelitian tidak hanya mencakupi suatu daerah saja. Daerah penelitian mencakup 2 wilayah yaitu seluruh Loppa High dan pada batas Selatan dibatasi oleh Hammerfest Basin. Fault pada daerah penelitian juga tidak selalu berkelanjutan.

### 5.3 Analisis Peta Struktur Waktu

Peta struktur waktu dibuat berdasarkan hasil *picking Horizon* yang dilakukan di dalam pengolahan data. Peta kontur ini dibuat berdasarkan persebaran nilai TWT pada suatu lapisan. Pembuatan peta struktur waktu bertujuan untuk melihat morfologi dari suatu formasi sehingga dapat diketahui gambaran secara umum struktur dari lapisan tersebut.

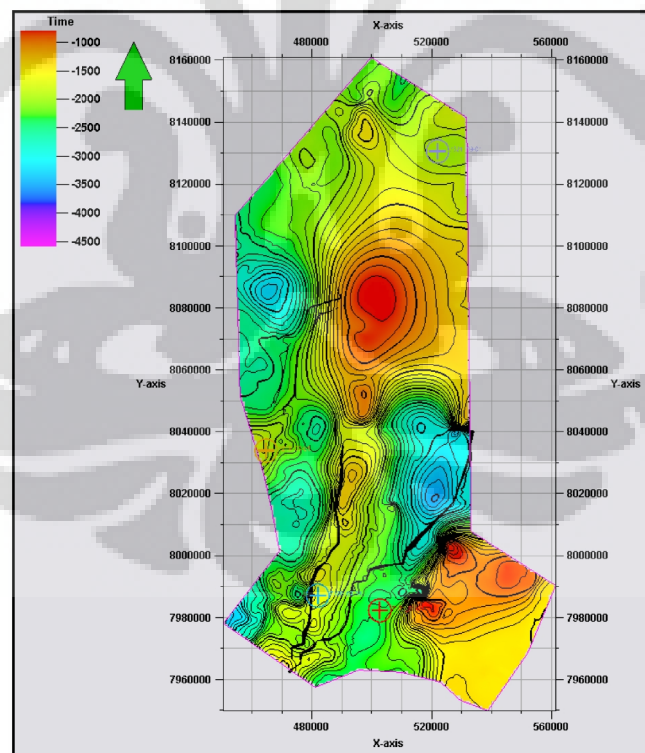
Peta struktur waktu hanya menunjukkan waktu tempuh dari sebuah gelombang hingga mencapai ke perekam. Parameter waktu menunjukkan semakin lama waktu tempuh berarti lapisan tersebut berada di titik yang lebih dalam dibandingkan dengan lapisan dengan waktu tempuh yang lebih singkat.

Analisis peta struktur waktu dilihat pada 2 lapisan utama yaitu, top formasi Bjarmeland Gp dan top formasi Gipsdalen Gp yang juga sebagai bottom formasi dari gipsdalen Gp. Berdasarkan publikasi-publikasi yang telah dibuat, reservoir yang berada pada wilayah Laut Barents Norwegia merupakan jebakan struktur yang diatur oleh patahan. Top formasi dari Bjarmeland Gp berada pada masa awal

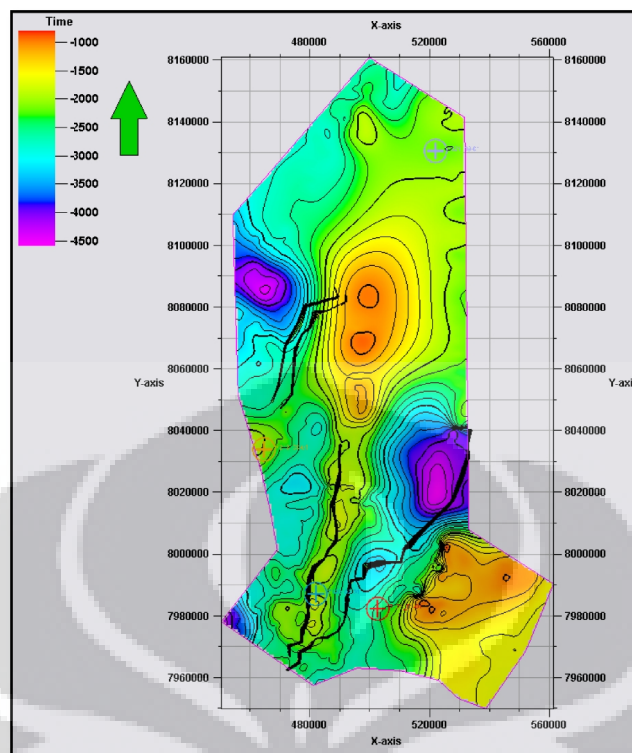
Permian dan Top formasi dari Gipsdalen Gp berada pada masa awal Permian hingga akhir Carboniferious.

Pada **Gambar 5.8 a dan b.** merupakan gambaran struktur dari top Bjarmeland Gp dan Gipsdalen Gp. Parameternya adalah waktu tempuh gelombang. Berdasarkan peta yang didapat, struktur-struktur yang ada pada formasi Bjarmeland Gp dan Gipsdalen Gp dapat dilihat dan dihubungkan dengan kondisi regional dari Laut Barents.

Wilayah yang dicakup dari peta ini adalah loppa High dan Hammerfest Basin, batas Selatan dari peta berbatasan langsung dengan Hammerfest Basin ditandai dengan menurunnya permukaan lapisan. Pada peta dapat dilihat adanya struktur antiklin ditandai dengan kontur yang menutup membentuk seperti mangkuk terbalik dan berada pada posisi yang lebih tinggi dibandingkan daerah lainnya, yang merupakan potensi reservoir karbonat. Cekungan pada peta juga dapat dilihat dengan nilai warna biru muda.



(a)



(b)

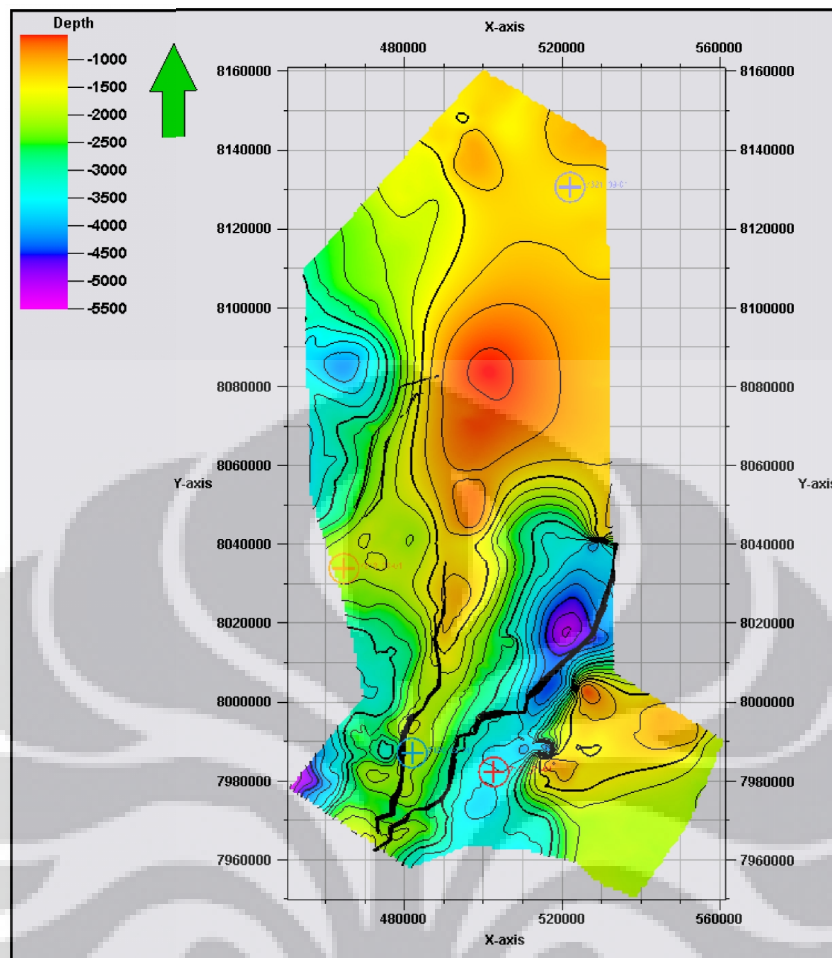
Gambar 5.8 Peta Struktur waktu Bjarmeland Gp dan Gipsdalen Gp beserta struktur Patahan

Sebagian patahan utama juga terlihat memanjang dari barat daya ke timur laut, yang membagi antiklin menjadi 2 bagian.

#### 5.4. Analisa Peta Kedalaman

Peta kedalaman didapat dengan mengubah peta struktur menggunakan *velocity model* sehingga didapatkan peta kontur yang lain dengan domain kedalaman. Peta kedalaman memberikan informasi langsung kedalaman suatu lapisan sehingga analisa tentang peta kedalaman dapat memberikan informasi yang lebih banyak dibandingkan peta struktur waktu.

Perubahan ketinggian dari Loppa high ke Hammerfest Basin ditandai dengan adanya perubahan warna parameter dari warna yang lebih cerah ke warna yang lebih gelap di bagian barat laut. Perubahan ketinggian itu juga diakibatkan adanya patahan wilayah Loppa High yang mengalami Uplift atau pengangkatan.



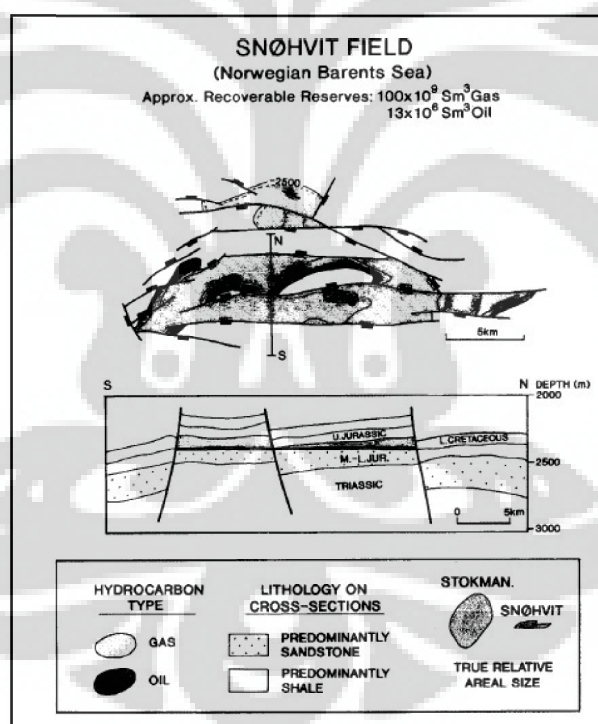
Gambar 5.9 Peta struktur kedalaman dari Bjarmeland Gp

Peta kedalaman di bawah merupakan peta kedalaman dari formasi Bjarmeland Gp, daerah Loppa High relatif lebih tinggi jika dibandingkan dengan Hammerfest Basin. Zona target penelitian berada pada wilayah Loppa high, terbentuknya Loppa High diakibatkan oleh berbagai macam peristiwa tektonik seperti subdidense, uplift hingga erotion.

Pada peta kedalaman dapat dilihat struktur antiklin yang saling berhubungan yang terletak di barat daya dari lokasi, dengan kedalaman yang lebih tinggi dibandingkan dengan daerah lainnya. Daerah tersebut merupakan daerah yang cukup tepat untuk dijadikan daerah prospek eksplorasi. Antiklin membentuk sebuah struktur *closure* yang tidak tertutup akibat adanya patahan mayor yang menyebabkan antiklin terbagi dua. Patahan merupakan salah satu jalur dari migrasi hidrokarbon. Akibat adanya patahan memungkinkan hidrokarbon untuk mengisi zona reservoir Antiklin.

## 5.5. Analisis Petroleum System

Sumber cadangan minyak yang paling mendominasi pada lapangan Laut Barents berada pada lapisan jaman Jurassic. Pada wilayah norwegia, sebagian besar penemuan berada pada batuan Jurassic sandstone. Lingkungan pengendapan batuan ini berada di pantai dan mengendapkan sedimentasi dengan kualitas porositas dan permeabilitas yang baik untuk menjadi sebuah reservoir. Untuk batuan Triassic, berdasarkan penemuan yang ada memiliki kandungan hidrokarbon yang sangat sedikit karena letaknya yang berada jauh dari sumber. Struktur jebakan pada laut Barents diatur oleh banyaknya patahan di wilayah ini. Beberapa penemuan minyak yang ada pada laut Barents berada pada lapisan Carbiniferous dan Permian yang batumannya didominasi oleh batuan limestone dan dolomites.

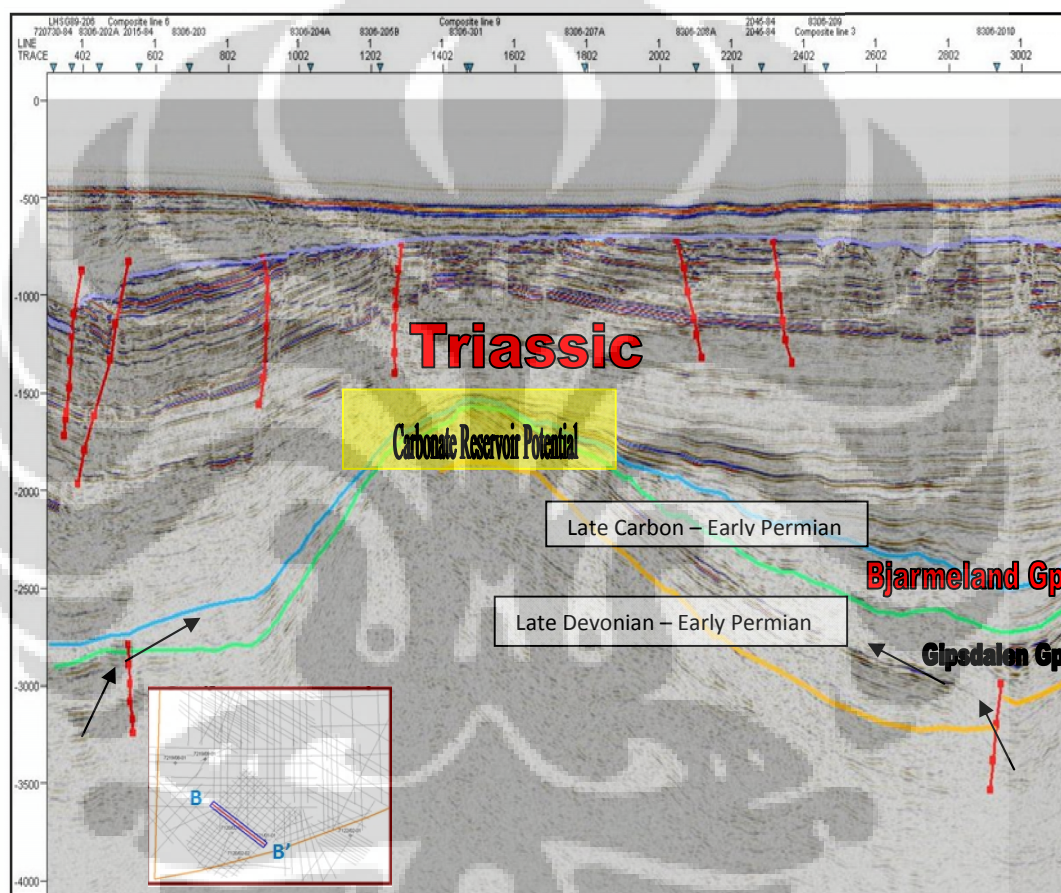


Gambar 5.10 Jenis Jebakan yang berada pada Laut Barents wilayah Norwegia

Pada gambar 5.10 dapat dilihat bahwa patahan-patahan yang terjadi menyebabkan terjadinya suatu jebakan struktural. Patahan ini juga mengakibatkan adanya migrasi yang berasal dari source rock menuju jebakan. Patahan tersebut menyebabkan terbentuknya jebakan yang memungkinkan untuk hidrokarbon

terakumulasi di dalamnya. Jebakan tersebut juga dapat menyebabkan terbentuknya porositas sekunder yang biasanya terjadi pada batuan karbonat.

Lapisan batuan yang berpotensi sebagai seal pada jebakan di wilayah laut Barents adalah batuan lower Triassic. Formasi Triassic yang terbentuk didominasi oleh lapisan clay yang tebal yang terjadi akibat adanya kenaikan muka laut sedangkan asupan sedimentasinya sangat sedikit.



Gambar 5.11 Perkiraan Play Potential pada wilayah penelitian

Formasi Bjarmeland Gp, yang merupakan target reservoir utama, berada di bawah lapisan Batuan Jurassic. Bjarmeland Gp terbentuk dari sedimentasi akibat terjadinya erosi *build up*. Batuan yang mendominasi Bjarmeland Gp adalah batuan karbonat limestone. Batuan ini mengalami desakan *buil up* karbonat, batuan ini merupakan jebakan yang kemungkinan berisi minyak berdasarkan dari evaluasi data log. Banyaknya patahan dan lipatan menyebabkan terbentuknya struktur

jebakan yang menjadi tempat terakumulasinya hidrokarbon. Formasi Gipsdalen Gp juga terbentuk akibat dari *build up* karbonat yang besar.

Batuan sumber yang baik harus memiliki tingkat kandungan organik yang tinggi dan tingkat kematangan yang pas sehingga dapat memproduksi hidrokarbon dengan hasil yang cukup baik. Pada wilayah laut Barents, source rock yang terdistribusi secara luas dan dianggap cukup baik berada pada batuan Jaman Jurassic dengan tingginya kandungan shale organik dan batuan berwarna gelap. Untuk sebagian wilayah batuan Jurassic ini belum menyentuh titik kematangannya sehingga belum dapat membentuk hidrokarbon. Batuan source rock Jurassic tersebar pada bagian Utara dari laut Barents, pertengahan dan hingga Selatan laut Barents.

Untuk batuan sumber dari target penelitian berasal pada batuan yang lebih tua, yaitu berasal dari batuan Jaman awal Carboniferous dan akhir Devonian. Batuan ini terdiri dari batuan shale marine berwarna gelap dan karbonat, memiliki kualitas yang tinggi.

### **5.6. Analisa Volumetrik**

Lead memberikan informasi baru mengenai suatu potensi hidrokarbon yang diduga prospek pada suatu lapangan. Sedangkan prospek memberikan informasi mengenai evaluasi suatu lapangan hidrokarbon yang sudah 'teruji' baik melalui data sumur dan analisis interpretasi seismik terhadap suatu potensi hidrokarbon yang dianggap sudah *proven*. Tingkat kepastian antara lead dan prospek berbeda, tingkat kepastian menduga suatu lapangan memiliki prospek lebih tinggi dibandingkan dengan Lead. Oleh karena itu, agar tidak salah dalam menentukan Lead dan Prospek, maka dilakukan analisis petrofisika sederhana.

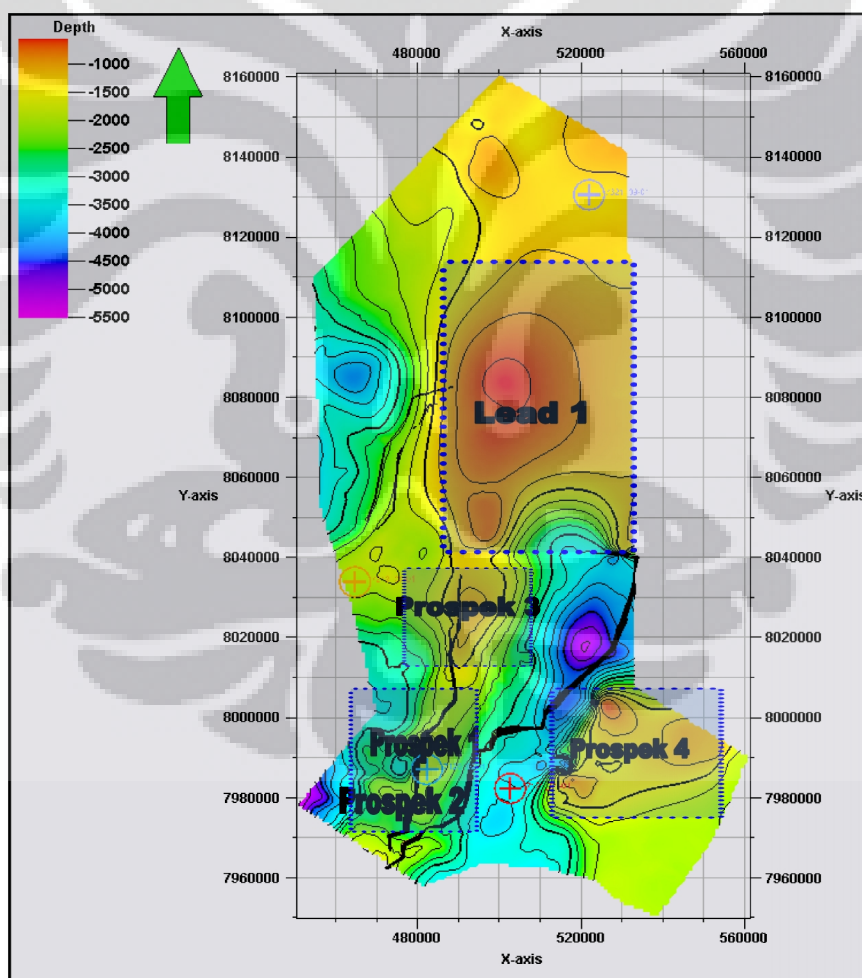
Lokasi prospek ditentukan berdasarkan analisis yang telah dilakukan pada suatu lead, meliputi analisis play potential sebagai berikut:

- A mature source rock (batuan induk yang termatangkan)

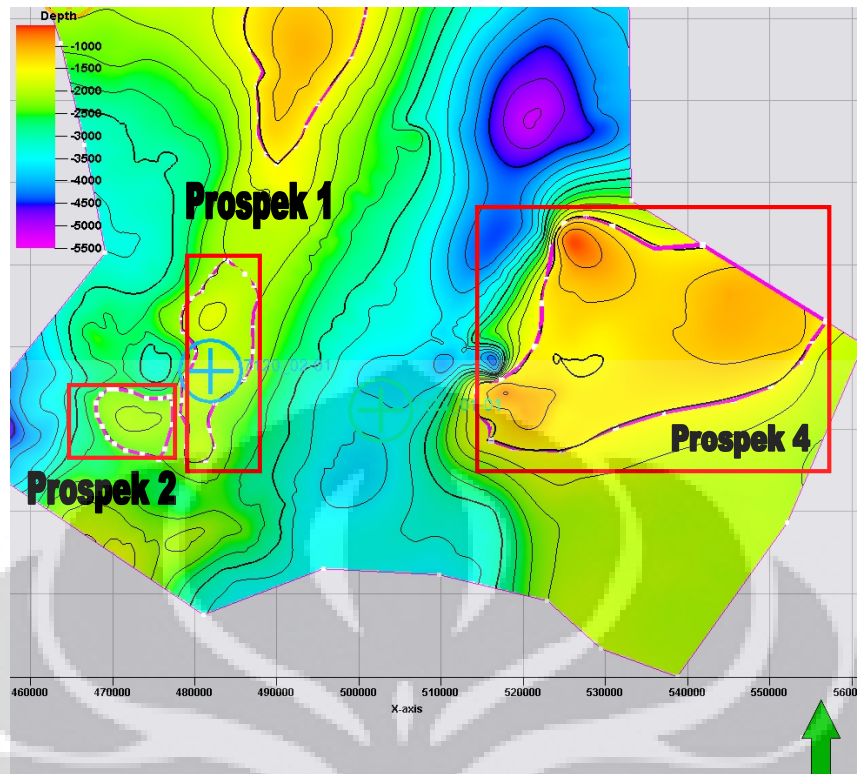


- Suatu pergerakan fluida atau migrasi yang menghubungkan batuan induk dengan batuan reservoir
- Batuan reservoir, memiliki porositas dan permeabilitas yang memungkinkan fluida tertampung/ masuk didalamnya/ melewatinya
- Perangkap hidrokarbon (Trap)
- Batuan yang kedap/impermeable (seal/cap rock)

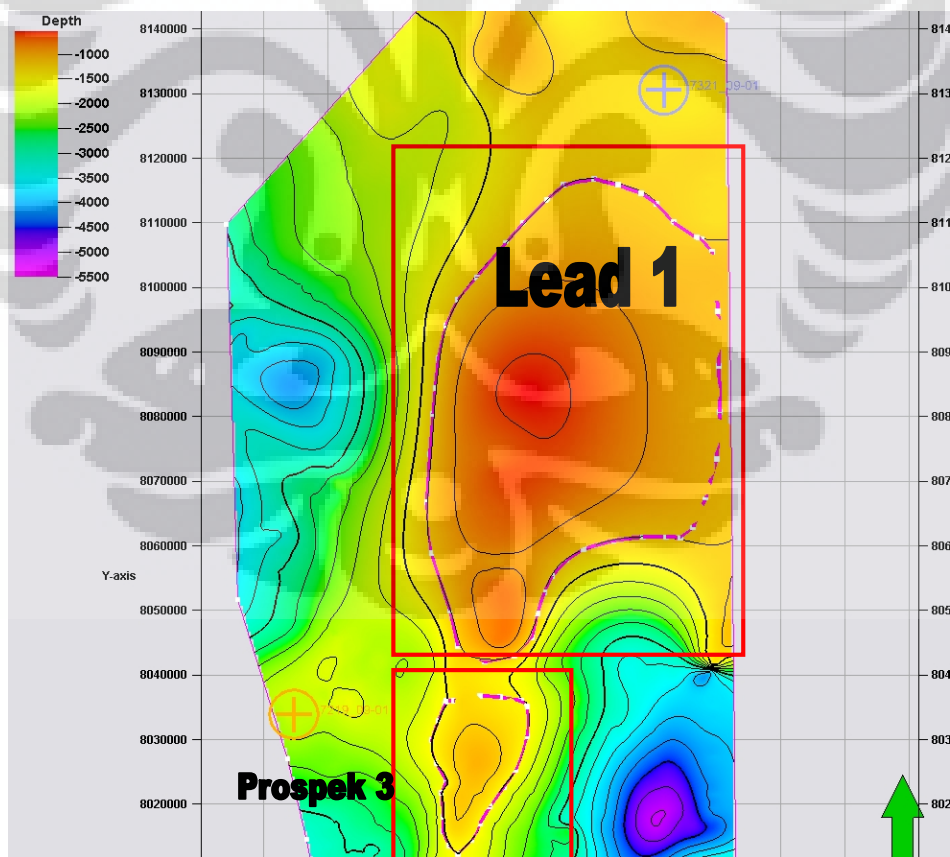
Sedangkan pada Lead, lokasi ditentukan hanya berdasarkan peta kontur kedalaman atau data seismik yang diperoleh dilapangan dengan cara yang sama ketika menentukan prospek, yakni melihat elemen-elemen structural yang terlihat pada kontur. Pada peta struktur kedalaman akan ditentukan 4 lokasi prospek dan 1 lokasi lead yang tersebar pada lapisan formasi Bjarmeland Gp.



Gambar 5.12 Peta Persebaran Lead dan Prospek pada formasi Bjarmeland Gp

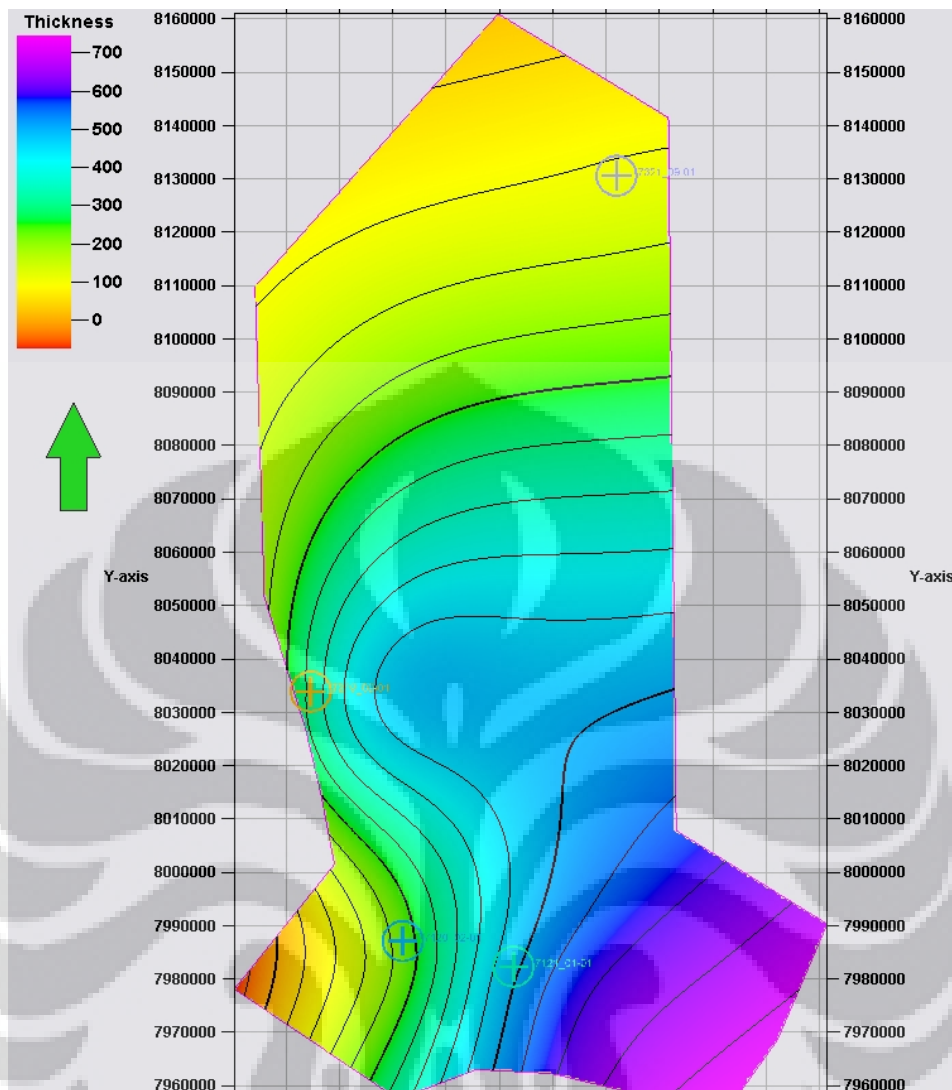


(a) Prospek 1, 2 dan 4 pada Bjarmeland Gp



(b) Prospek 3 pada Bjarmeland Gp

Gambar 5.13 (a) dan (b) Lokasi Prospek dan Lead pada Bjarmeland Gp



Gambar 5.14 Peta Isochore (peta distribusi ketebalan)

Peta isochore merupakan peta distribusi ketebalan dari lapisan Bjarmeland Gp. Peta tersebut dihitung dari top formation hingga bottom formation sepanjang daerah survey penelitian. Penentuan ketebalan ini bertujuan untuk menghitung seberapa besar volume dari suatu zona lead atau prospek yang telah ditentukan.

Ketebalan yang didapat belum merupakan ketebalan bersih yang menghasilkan hidrokarbon, tetapi baru menentukan ketebalan dari formasi batuan. Berdasarkan informasi ini dapat diketahui nilai Net Pay dari formasi batuan.

Dari Lead dan Prospek yang kita dapat, maka kita dapat mencari nilai-nilai dibawah ini:

1. Bulk Volume (BV)

Bulk Volume merupakan volume yang dihitung berdasarkan spill point suatu prospek atau lead.

## 2. Luas Area

Luas area menunjukkan perkiraan seberapa besar zona suatu lead atau prospek ditentukan berdasarkan luas struktur permukaan.

## 3. Porositas, Water Saturation (SW), dan Shale Volume (VShale)

Porositas, SW, dan volume shale memiliki pengaruh terhadap prospek atau tidaknya suatu area. Area yang prospek akan memiliki nilai porositas yang tinggi dan volume shale yang kecil. Sedangkan untuk SW mengindikasikan jenis fluida pada suatu reservoir. Porositas yang besar akan berpengaruh pada kemampuan batuan/lapisan dalam menyimpan fluida. Semakin besar porositasnya, maka akan semakin banyak fluida yang dapat tersimpan. Volume shale akan berpengaruh pada area sand pada lapisan tersebut, semakin tebal shale, maka akan semakin tipis sand yang terdapat pada lapisan.. Sand memiliki permeabilitas yang tinggi. Permeabilitas adalah suatu kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida. Apabila semakin tebal atau luas sand nya, maka semakin mungkin hidrokarbon berada disana. Net to Gross dengan persamaan  $1-SW$  akan volume batuan yang permeable saja, oleh karena itu semakin besar nilai Net to Gross maka akan semakin besar volume pada batuan permeable.

Suatu prospek memiliki parameter STGIP (Stop Tank Gas in Place) dan HCPV (Hidrokarbon Prospect Volume). Semakin besar parameter tersebut, maka akan semakin prospek daerahnya.

STGIP dan HCPV dihitung melalui melalui formulasi:

(oil)

$$HCPV = (\text{Bulk Volume} * \text{Net to Gross} * \text{Porosity} * (1-SW)) / B_o \quad (5.1)$$

Persamaan 5.1. HCPV (Hidrocarbon Prospect Volume)

(gas)

$$STGIP = (\text{Bulk Volume} * \text{Net to Gross} * \text{Porosity} * (1-SW)) / B \quad (5.2)$$

Persamaan 5.2. Persamaan STGIP (Stop Tank Gas in Place)

Dimana:

HCPV = Hidrocarbon Prospect Volume ( $m^3$ )

STGIP = Stop Tank Gas in Place ( $m^3$ )

Penentuan Nilai Berdasarkan Sumur 7120\_02-01 yang telah dilakukan perhitungan nilai SW, Porosity dan Vshale. Berdasarkan perhitungan didapatkan Net Pay 42 meter.

Prospek /lead	Luas ( $m^2$ )	Bulk Volume ( $m^3$ )	Base level	Porosity	Rhob	phor	V shale	ntg	sw	Stoip/giip ( $m^3$ )
Prospek 1	1.36E+08	6.81E+09	-1933	0.118	2.56	0.34	0.089	0.91	0.481	379,717,853.97
Prospek 2	5.83E+07	2.33E+09	-2027	0.093	2.62	0.26	0.112	0.88	0.524	90,785,806.00
Prospek 3	6.95E+08	2.78E+10	-1561	0.103	2.64	0.22	0.093	0.9	0.487	1,322,370,372.31
Prospek 4	2.34E+08	9.34E+09	-1954	0.098	2.59	0.25	0.102	0.81	0.503	368,546,651.52
Lead 1	2.39E+09	9.55E+10	-1638	0.126	2.64	0.36	0.104	0.89	0.484	5,525,595,151.78

Tabel 5.1 Hasil Perhitungan HCPV

HCPV/STGIP hasil perhitungan akan menunjukkan volume netto hidrokarbon yang terdapat dalam suatu lapisan atau batuan.

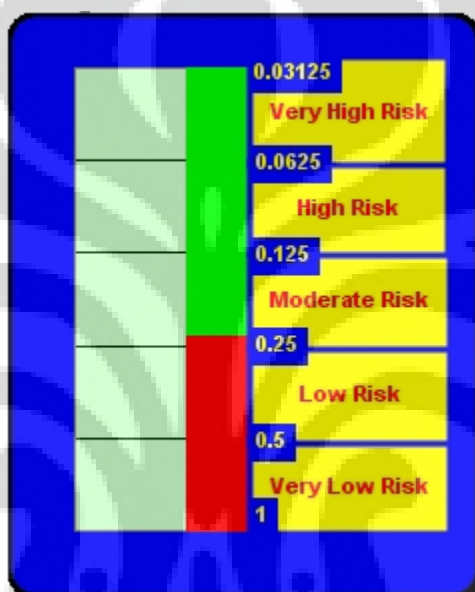
Nilai HCPV/STGIP yang diurutkan akan menunjukkan besar prospek dari suatu area.

Berdasarkan Analisis play potential didapatkan rekomendasi dalam melakukan pengeboran selanjutnya:

Pada prospek 1, 2, dan 4 Source rock berasal dari batuan Devonian dan Carboniferious shale dengan tingkat kematangan yang cukup untuk menghasilkan hidrokarbon ( $R_o > 0.6\%$ ). Jebakan yang terbentuk adalah jebakan Struktural

membentuk sebuah closure antiklin yang dibatasi oleh adanya patahan. Proses migrasi adalah proses migrasi primer yang langsung berasal dari batuan induk. Merupakan reservoir karbonat build-up.

Pada prospek 3 dan lead 1 Source rock berasal dari batuan Devonian dan Carboniferous shale dengan tingkat kematangan yang cukup untuk menghasilkan hidrokarbon ( $R_o > 0.6\%$ ). Proses migrasi merupakan migrasi primer dan reservoir merupakan batuan karbonat limestone. Patahan merupakan jalur migrasi yang digunakan hidrokarbon untuk dapat mencapai trap.



Gambar 5.15 Tingkat Resiko Geologi dalam pengeboran

Prospek/ Lead	Source Rock	Reservoir	Trap/ Seal	Timing And Migration	GCF	Risk
Prospek 1	0.8	0.6	0.7	0.8	0.28	Low Risk
Prospek 2	0.8	0.7	0.6	0.8	0.25	Moderate Risk
Prospek 3	0.8	0.7	0.7	0.8	0.32	Low Risk
Prospek 4	0.8	0.7	0.7	0.8	0.31	Low Risk
Lead 1	0.8	0.5	0.5	0.7	0.12	High Risk

Tabel 5.2 Penentuan tingkat resiko Geologi

## **BAB VI**

### **KESIMPULAN**

#### **6.1 KESIMPULAN**

Loppa high merupakan zona target yang berada pada wilayah Laut Barents di perairan Selatan. Berdasarkan hasil evaluasi data log dan data seismik, diperkirakan zona reservoir berada pada formasi Bjarmeland Gp dan Gipsdalen Gp. Analisis data sumur menunjukkan masing-masing formasi didominasi oleh batuan karbonat, ditunjukkan dengan rendahnya nilai Gamma Ray, tingginya densitas batuan, dan nilai velocity yang tinggi pada saat gelombang melewati zona tersebut. Minyak yang terakumulasi dapat dilihat berdasarkan nilai resistivitasnya dan Analisis nilai Sw menunjukkan adanya kandungan minyak yang berada di dalam reservoir.

Berdasarkan analisis struktur, petrofisika sederhana, dan *Play Potential (Source rock, Seal, Trap, Migration, dan Reservoir)* didapatkan 4 zona prospek yang siap untuk dibor dan 1 zona lead yang membutuhkan penelusuran lebih lanjut tentang potensinya.

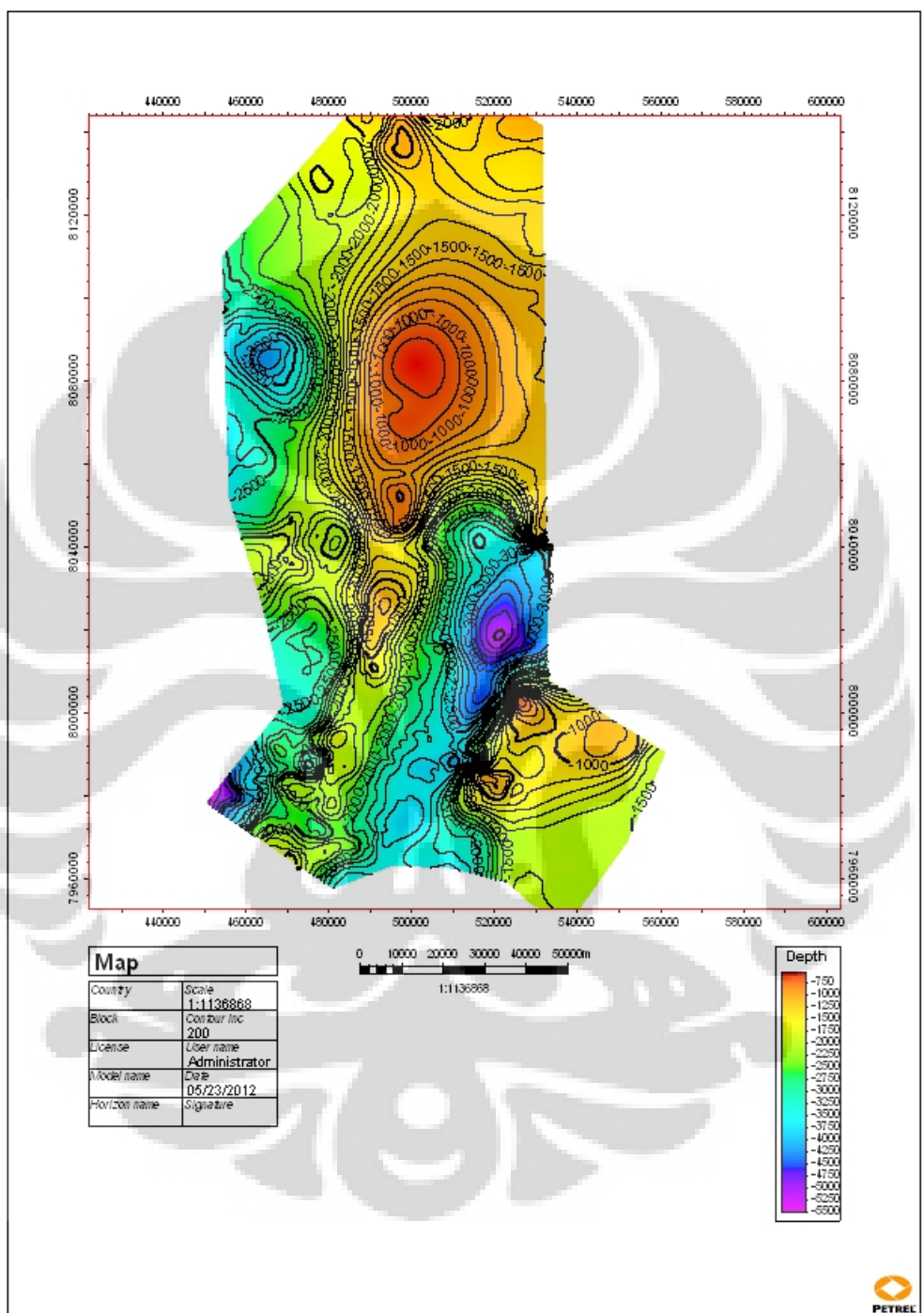
Jenis jebakan yang terbentuk pada wilayah ini diakibatkan banyaknya aktivitas tektonik yang terjadi sehingga banyak menyebabkan terbentuknya patahan normal dan lipatan. Source rock berasal dari masa Akhir Devonian dengan kandungan shale yang kaya bahan organik dengan kematangan yang cukup untuk menghasilkan hidrokarbon.

## DAFTAR ACUAN

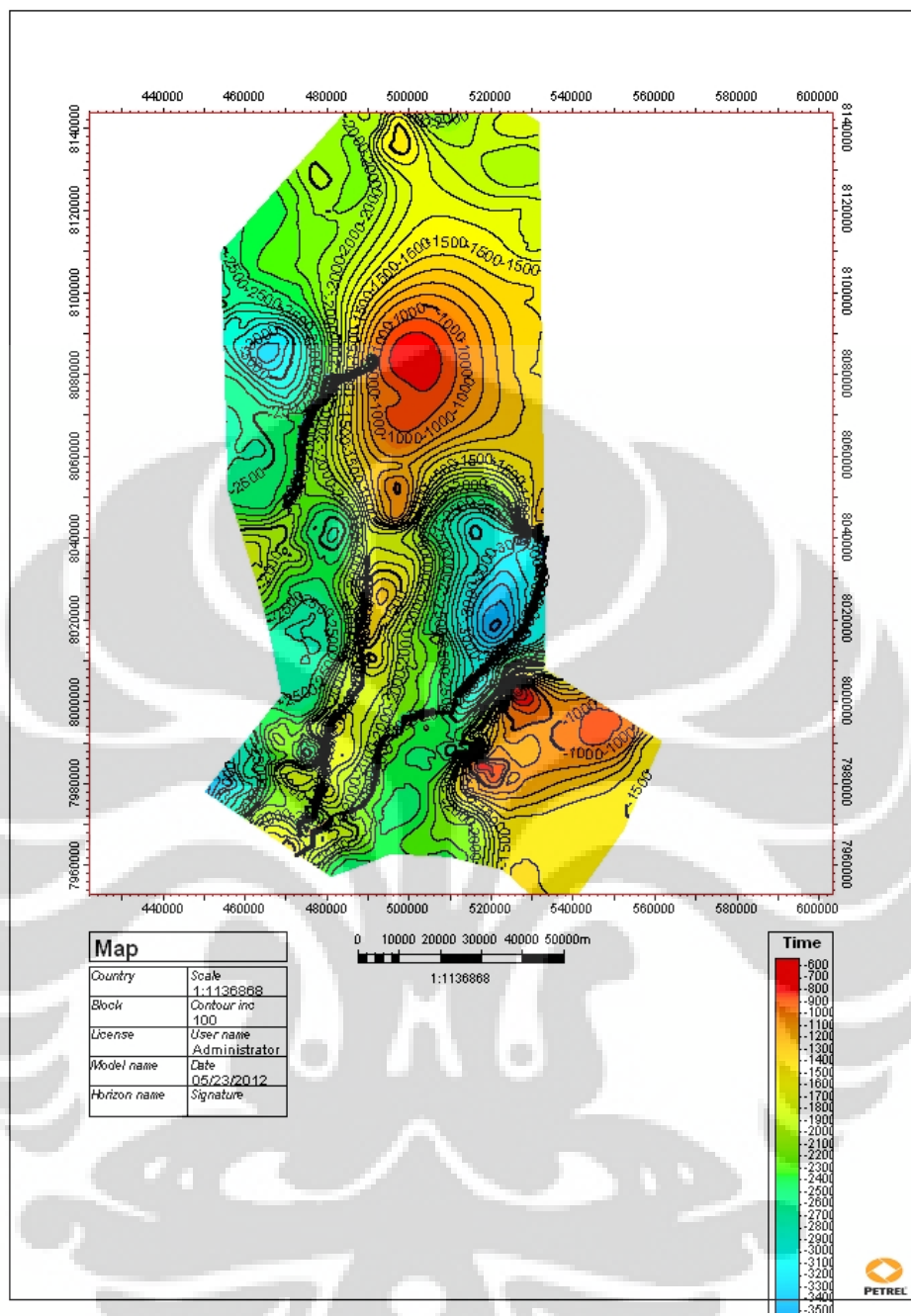
- Blendinger, W., Bowlin, B., Zijp, F.R. 1997. *Carbonate Buildup Flank Deposit: an example From The Permian (Barents Sea, Northern Norway) Challenges Classical Facies Model.*
- Dore, AG. 1995. *Barents Sea Geology, Petroleum Resources and Commercial Potential.*
- Gabrielsen, H. 1998. *Structural Elements of the Norwegian continental shelf. Part I: The Barents Sea Region.*
- Harsono, Adi. (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log.* Jakarta. Schlumberger Oil Field Services.
- Harland, W.B. and Dowdeswell, EK. (Editors), 1988. *Geological Evaluation of The Barents Sea Shelf Region.* Graham and Trotman, London, 176 pp.
- Larsen, Fjaeran, Skarpnes. 1993. *Hydrocarbon Potential of The Norwegian Barents Sea base on recent well result.*
- Larssen, et all. 2002. *Upper Palaeozoic Lithostratigraphy of The Southern Norwegian Barents Sea*
- Koesoemadinata, R.P., 1978. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology.
- Sukmono, S., 2007, *Fundamental of Seismic Interpretation*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Sukmono, S., 1999, *Interpretasi Seismik Refleksi*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Sukmono, S., 2000, *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoar*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.



# Lampiran



Map Depth Structure Bjarmeland Gp



Map Time Structure Bjarmeland Gp

