



UNIVERSITAS INDONESIA

**EVALUASI PROSPEK HIDROKARBON PADA LAPANGAN
LAUT BARENT**

SKRIPSI

ARIFIN ALJUFRI

030502016Y

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI FISIKA
DEPOK
JUNI 2010**



UNIVERSITAS INDONESIA

**EVALUASI PROSPEK HIDROKARBON PADA LAPANGAN
LAUT BARENT**

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana sains

ARIFIN ALJUFRI

030502016Y

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI FISIKA
DEPOK
JUNI 2010**

ABSTRAK

Nama : Arifin Aljufri
Program studi : Geofisika
Judul : Evaluasi Prospek Hidrokarbon Pada Lapangan Laut Barent

Pada studi ini telah dilakukan identifikasi lead dan prospek pada bagian kecil lapangan Barent Sea. Lapangan ini secara geografis terletak di antara Norwegia dan Rusia. Secara geologi, lapangan ini terdiri dari 3 play utama yaitu Permian Carbonate Play, Triassic Play, dan Jurassic Play. Struktur jebakan dikontrol oleh patahan yang berupa patahan normal, mekanisme migrasi yang melalui patahan.

Kajian pada studi ini lebih ditekankan pada pemahaman konsep interpretasi seismik untuk mengidentifikasi lead dan prospek dengan ekspektasi akhir berupa perhitungan volumetrik zona prospek. Interpretasi dilakukan pada 42 lintasan seismik 2D dengan mengacu pada 1 sumur eksplorasi. Empat horizon secara berurutan dari atas ke bawah dapat diidentifikasi secara jelas yang berada pada formasi Jurassic, Bjarmalend, dan Gipsdeland. Gambaran struktur reservoir memperlihatkan dua daerah prospek dengan potensi bulk volume sebesar $501.849 \times 10^6 \text{ m}^3$ dengan volume STGIP sebesar $8.109977 \times 10^6 \text{ cf}$ pada prospek1 dan bulk volume $545.797 \times 10^6 \text{ m}^3$ dengan volume STGIP $8.820155 \times 10^6 \text{ cf}$ pada prospek2.

Kata kunci:

Volumetrik, Play, bulk volume, reservoir.

ABSTRACT

Name : Arifin Aljufri
Study Program : Geophysics
Title : Hydrocarbon Prospect Evaluation at Barent Sea field

This study has been conducted on the identification of leads and prospects on a small part of the Barent Sea field. This field is geographically located at the Norway north close to Rusia. Geologically, the field consists of three main play is Permian Carbonate Play, Triassic Play, and Jurassic Play. Trap is controlled by fault structures in the form of a normal fault, which migrate through the fracture mechanism.

This study more emphasising in understanding the concept of seismic interpretation to identify leads and prospects with the expected result of the calculation of volumetric zone prospects. Interpretation had been done on the track 42 lines of 2D seismic and referring to a exploration wells. Four horizons in sequence from top to bottom can be clearly identified which are Jurassic Formations, Bjarmalend, and Gipsdeland. Description of the reservoir structure shows two prospects area. The prospect 1 have potential bulk volume $501.849 \times 10^6 \text{ m}^3$ with STGIP volume $8.109977 \times 10^6 \text{ cf}$ on and prospect 2 have bulk volume $545.797 \times 10^6 \text{ m}^3$ with STGIP $8.820155 \times 10^6 \text{ cf}$

Keywords:

Volumetric, Play, bulk volume, reservoir

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
LEMBAR PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR	v
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH	vii
ABSTRAK	viii
ABSTRACT	ix
DAFTAR ISI	x
DAFTAR GAMBAR	xiii
DAFTAR TABEL	xv
BAB 1. PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	2
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Metode Penelitian	2
1.5 Sistematika Penulisan	4
BAB 2. TINJAUAN UMUM KONDISI GEOLOGI LAPANGAN LAUT BARENT	
2.1 Struktur Geologi Pada Laut Barent	6
2.2 Seting Geologi	10
2.3 Sistem Petroleum	11
2.4 Potensial Play	12
2.5 Jurassic Model Play	13
2.6 Triassic Model Play	14
2.7 Cretaceous Model Play	15
2.8 Permian Model Play	16

BAB 3. TEORI DASAR

3.1 Konsep Dasar Seismik Refleksi	18
3.1.1 Impedansi Akustik	18
3.1.2 Polaritas dan Amplitudo	21
3.1.3 Koefisien Refleksi	21
3.1.4 <i>Wavelet</i> Fase	23
3.1.5 Sintetik Seismogram	24
3.1.6 <i>Survey Check Shot</i>	25
3.2 Tinjauan Umum <i>Well-Logging</i>	26
3.2.1 Log Sinar Gamma (<i>Gamma Ray Log</i>)	27
3.2.2 Log Densitas.....	27
3.2.3 Log Neutron Porosity.....	28
3.2.4 Log Neutron Sonik	28
3.2.5 Log Neutron Resistivitas	28
3.3 Sistem Petroleum	29
3.3.1 <i>Source Rock</i> (Batuan Sumber)	30
3.3.2 Migrasi.....	30
3.3.3 <i>Reservoir Rock</i>	30
3.3.4 <i>Seal</i>	31
3.3.5 Perangkap (<i>Trap</i>)	31
3.4 Perhitungan Volumetrik	32
3.3.1 Perhitungan GRV (<i>Gross Rock Volume</i>)	32
3.3.2 Perhitungan STGIP (<i>Stock Tank Gas Initial in Place</i>)	33

BAB 4. DATA DAN PENGOLAHAN DATA

4.1 Persiapan Pengolaha Data	34
4.1.1 Persiapa Data	34
4.2.7.1 Data Seismik 2D	34
4.1.2 Data Sumur	36
4.1.3 Data <i>Check Shot</i>	36
4.2 Pengolahan Data	37
4.2.1 <i>Well Seismic Tie</i>	37

4.2.2 <i>Picking Fault</i> dan <i>Horizon</i>	39
4.2.3 Pembuatan Peta Struktur Waktu	41
4.2.4 Pembuatan Model Kecepatan	42
4.2.5 Pembuatan Model Kedalaman	42
4.2.6 Kalkulasi Volumetrik	43

BAB 5. HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1 Analisa Peta Struktur Waktu.....	45
5.2 Analisa Peta Struktur Kedalaman	46
5.3 Analisa Model Patahan	47
5.4 Analisa Log	49
5.5 Analisa Sistem Petroleum	54
5.6 Analisa Prospek.....	55

BAB 6. KESIMPULAN DAN SARAN

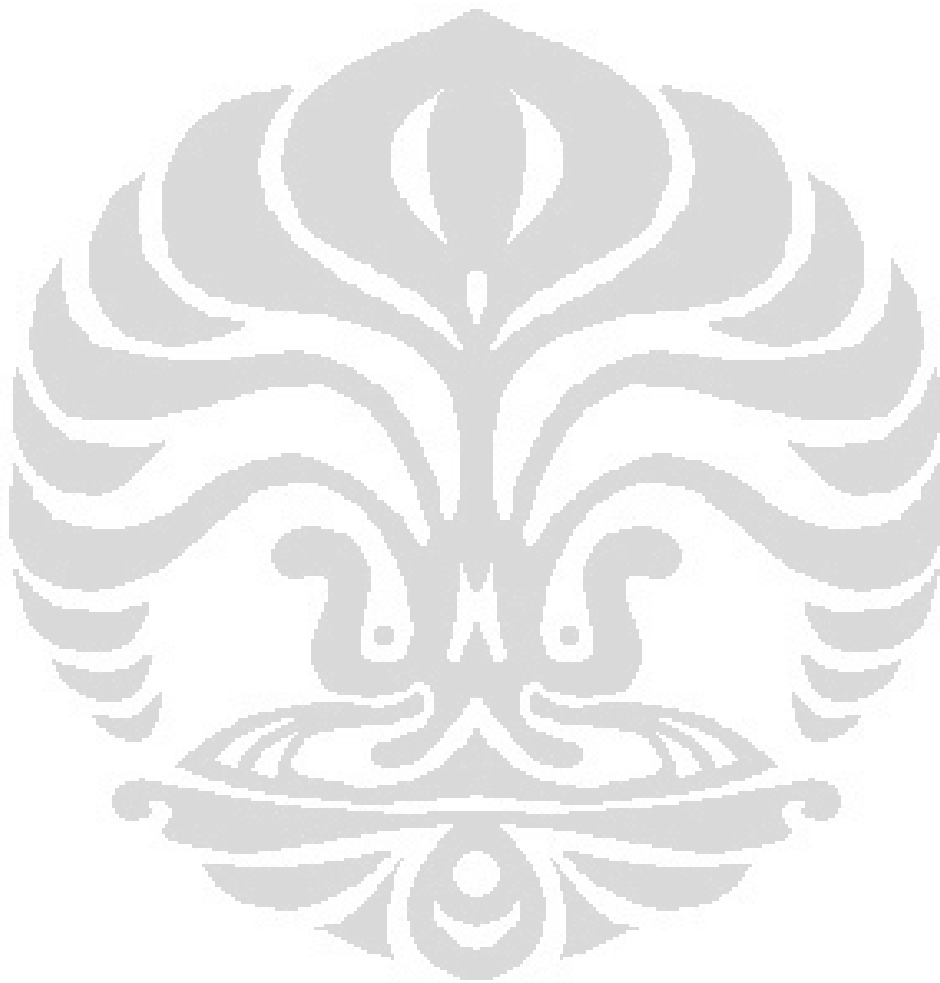
6.1 Kesimpulan	56
----------------------	----

DAFTAR ACUAN

DAFTAR GAMBAR

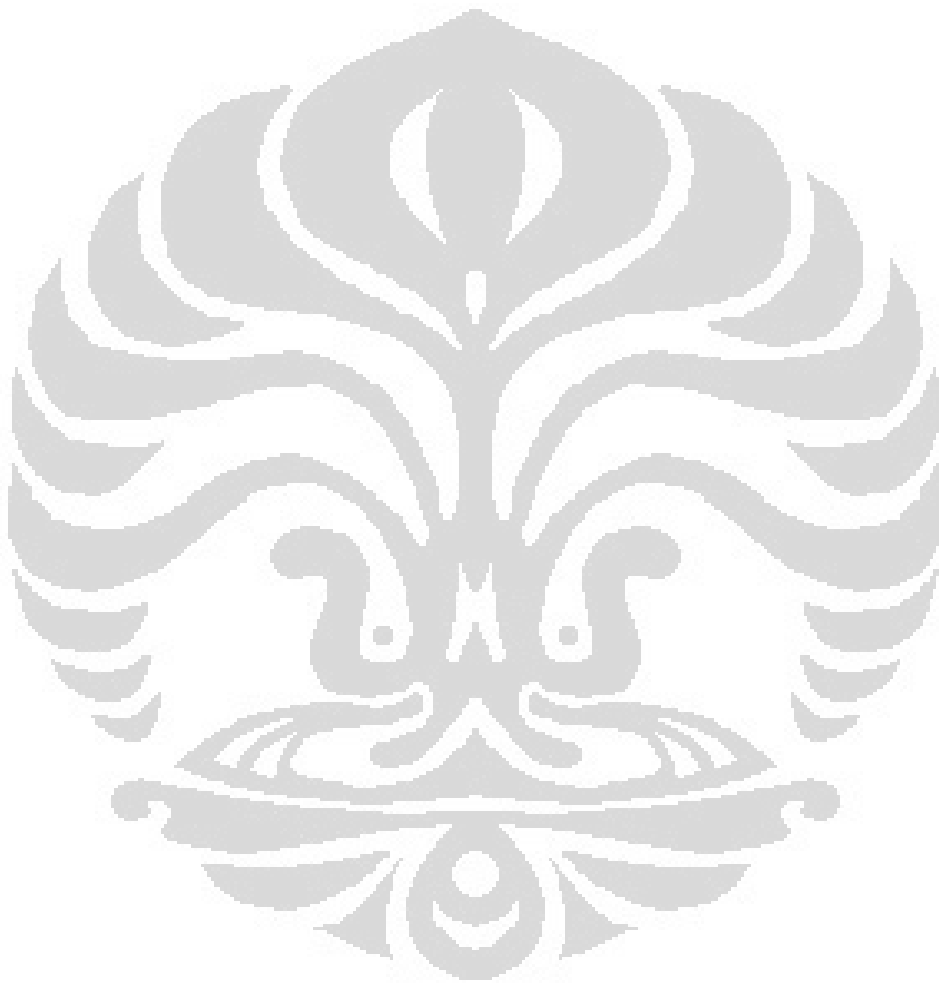
Gambar 1.1.	Diagram alir studi.....	3
Gambar 2.1.	Gambar geologi regional lapangan laut Barent	5
Gambar 2.2.	Stratigrafi wilayah laut Barent secara umum	8
Gambar 2.3.	Element struktur utama pada lapangan laut Barent	10
Gambar 2.4.	Profile <i>cross section</i> melalui utara-selatan Basin Hammerfest	13
Gambar 2.5.	Profile <i>cross section</i> Bjarmeland platform	14
Gambar 2.6.	Profile <i>cross section</i> Loppa High dalam Basin Hammerfest ...	15
Gambar 2.7.	Profile <i>cross section</i> pada lempeng Finmark	16
Gambar 3.1.	Proses seismic refleksi	19
Gambar 3.2.	Pemantulan dan pembiasan gelombang pada bidang batas	20
Gambar 3.3.	Polaritas SEG dan polaritas Eropa (normal dan reverse)	22
Gambar 3.4.	Jenis-jenis <i>wavelet</i>	23
Gambar 3.5.	Macam-macam fasa pada <i>wavelet</i>	24
Gambar 3.6.	Sintetik Seismogram yang didapat dengan konvolusi.....	25
Gambar 3.7.	Survei <i>checkshot</i>	26
Gambar 4.1.	Basemap 2D daerah penelitian	35
Gambar 4.2.	Penampang seismik dalam tampilan 2D	35
Gambar 4.3.	Posisi sumur terhadap data seismik	36
Gambar 4.4.	Data ekstraksi <i>wavelet</i>	37
Gambar 4.5.	Seismgram sintetik dan <i>well seismic tie</i>	38
Gambar 4.6.	Proses <i>picking</i> Horison dan Patahan.....	40
Gambar 4.7.	Peta Struktur waktu pada formasi Gipsdalen	45
Gambar 4.8.	Peta struktur kedalaman formasi Gipsdalen format 3D.....	46
Gambar 5.1.	Peta time struktur formasi Bjarmellend dalam bentuk 2D.....	45
Gambar 5.2.	Peta struktur kedalaman formasi Gipsdalen.....	46
Gambar 5.3.	Tampilan 3D Model Patahan	47
Gambar 5.4.	Tampilan 2D Model Patahan pada line NH8306-406	48
Gambar 5.5.	Kurva log untuk identifikasi litologi	50
Gambar 5.6.	Penentuan batas kontak fluida hidrokarbon dengan kurva log	51
Gambar 5.7.	Kurva log untuk identifikasi jenis fluida hidrokarbon.....	52

Gambar 5.8. Sistem petroleoum pada wilayah studi 55
Gambar 5.9. Peta struktur kedalaman menunjukan wilayah prospek..... 56



DAFTAR TABEL

Tabel 5.1. Nilai luas area dan bulk volume pada masing masing prospek 59



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Penentuan posisi sumur eksplorasi pada jaman dahulu, hanya di tentukan berdasarkan informasi struktur geologi saja. Tetapi kenyataannya saat ini, struktur geologi yang dianggap dapat mengandung hidrokarbon belum tentu mengandung hidrokarbon yang ekonomis. Maka diperlukan suatu ide baru untuk mengidentifikasi keberadaan reservoir hidrokarbon tersebut, sehingga kesalahan dalam penentuan posisi sumur bor dapat diminimumkan.

Dalam tahap eksplorasi lapangan migas, selain melakukan study geologi yaitu tentang informasi struktur geology, strtigrafi, petroleum system, dan informasi geology lainnya, juga dibutuhkan data data bawah permukaan berupa data seismik dan data sumur yang cukup, yang bertujuan untuk membantu memberikan gambaran mengenai informasi bawah permukaan yang dibutuhkan seperti karakter reservoir dan besar volume potensi reservoir sehingga nantinya sangat membeantu dalam penentuan posisi pengeboran dan mengurangi *dry hole*.

Dengan mengintegrasikan data sumur dan data seismik akan diperoleh informasi bawah permukaan yang baik. Karena masing-masing data tersebut memiliki kelebihan sehingga bisa saling melengkapi. Setelah melakukan intergrasi antara data sumur dan data seismik, dan melakukan analisa data sumur dan data seismik yang mana akan terlihat lebih jelas mengenai struktur geologi bawah permukaan dan sistem petroleum yang ada pada daerah yang diteleliti langkah selanjutnya melakukan analisa prospek dengan cara mengestimasi besarnya bulk volume dari suatu reservoir.

1.2 Tujuan Studi

Tugas Akhir ini bertujuan untuk :

1. Mempelajari struktur geologi dan stratigrafi bawah permukaan pada lapangan migas.
2. Mempelajari dan memahami petroleum system serta Play yang ada pada lapangan migas.
3. Melakukan evaluasi prospek pada lapangan migas.

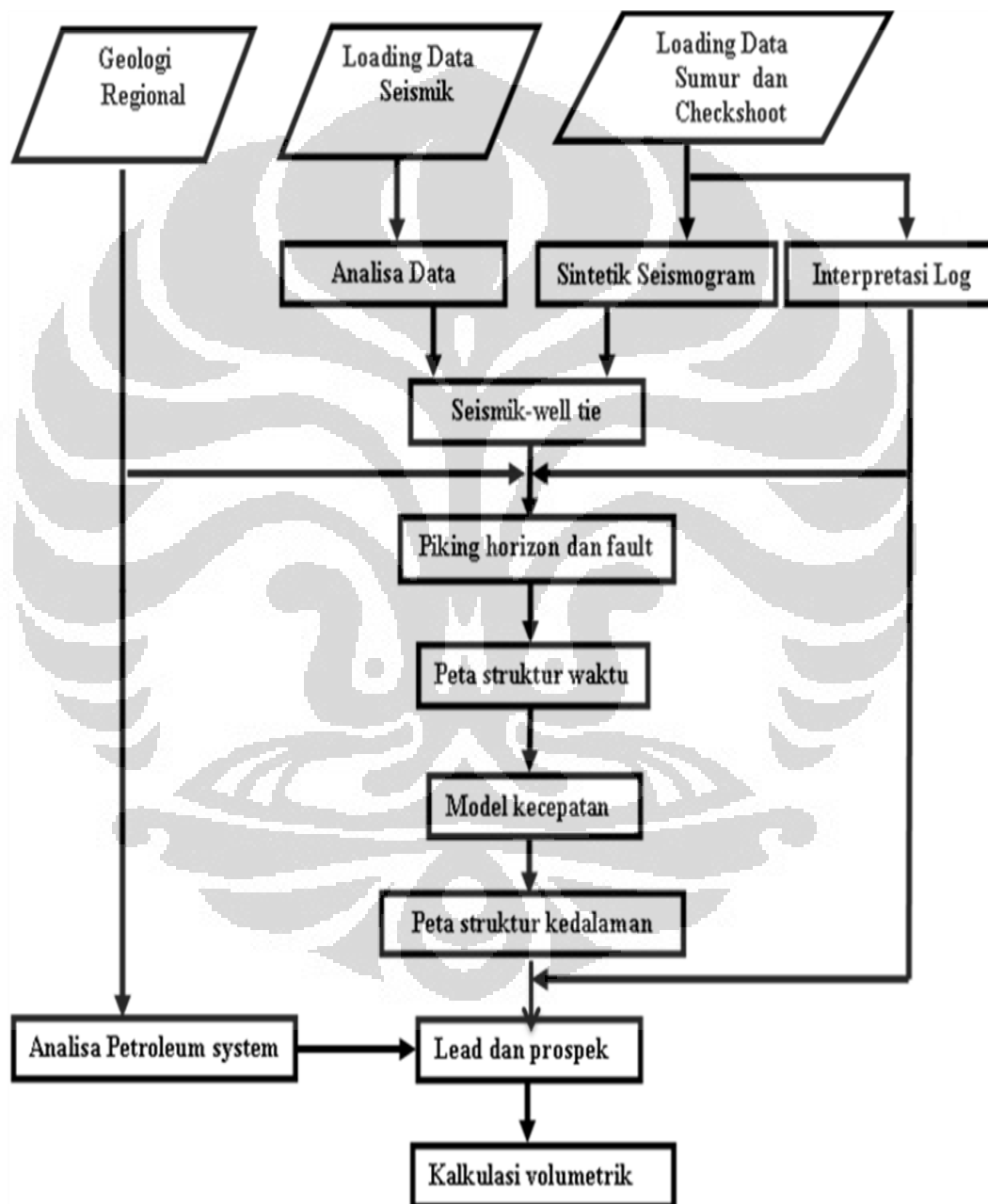
1.3 Batasan Masalah

Pada studi ini penghitungan potensi reservoir dilakukan dengan beberapa pembatasan masalah sebagai berikut :

1. Penelitian hanya di fokuskan pada seberapa besar potensi reservoir yang ada pada daerah penelitian.
2. Penelitian ini menggunakan 1 data log dan data seismik 2D sebanyak 42 line. Data log yang di gunakan adalah *Neutron porosity*, *Gamma Ray*, *Resistivity*, *Density*, *Sonic*, dan di dukung dengan data *checkshot*.
3. Metode yang digunakan dalam penghitungan potensi reservoir berupa volumetrik

1.4 Metodologi Penelitian

Secara garis besar metodologi dari studi ini dapat digambarkan oleh **Gambar 1.1**.



Gambar 1.1 Diagram alir studi

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.

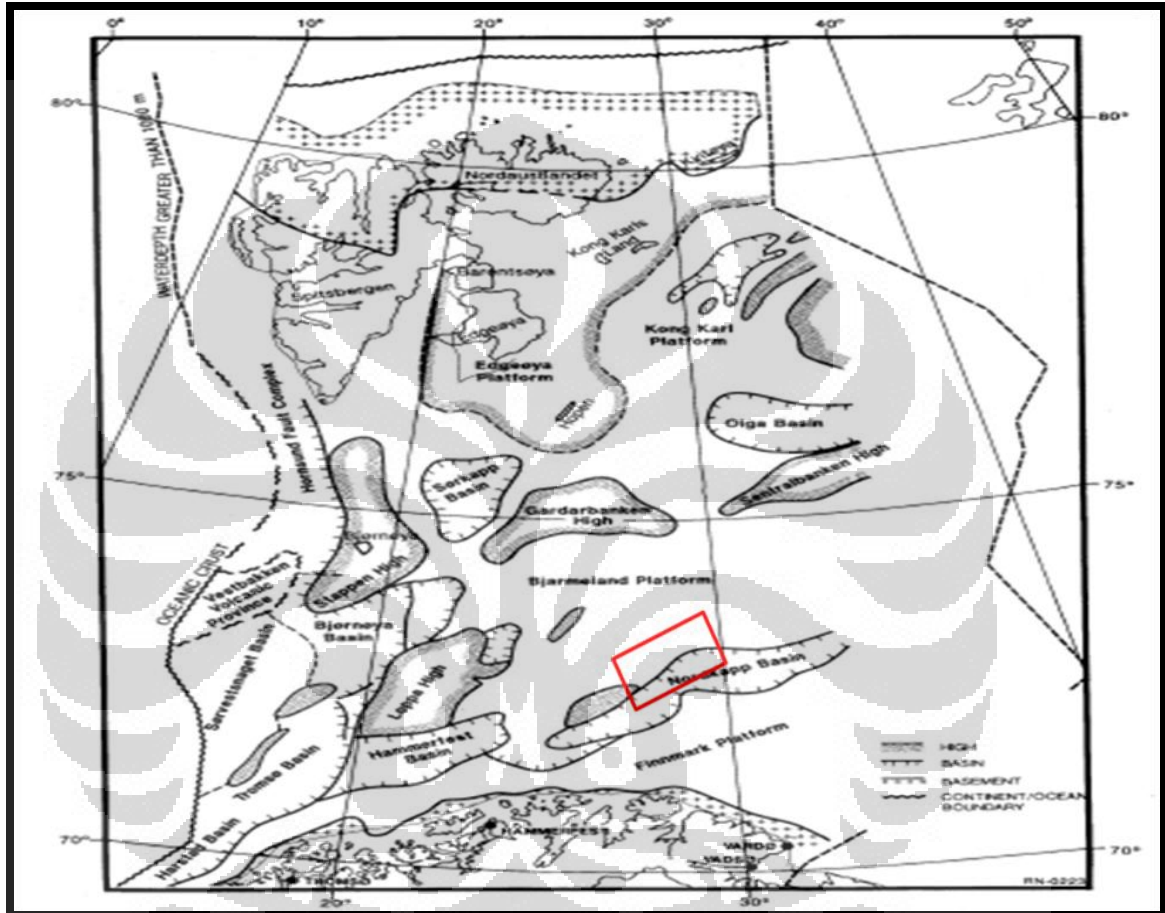
Tinjauan geologi regional dari daerah penelitian dibahas pada bab dua yang meliputi kondisi geologi regional, sejarah struktural, tinjauan stratigrafi.

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

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, pembuatan peta struktur waktu, pembuatan velocity model untuk pembuatan peta struktur kedalaman, analisa petroleum system, estimasi bulk volum pada daerah penelitian.

Proses selanjutnya pada bab lima adalah pembahasan dan analisa peta struktur waktu yang didapat dari hasil piking patahan dan horizon dan menganalisa peta struktur kedalaman yang didapat setelah melakukan pembuatan model kecepatan, setelah itu menganalisa besar volum dari setiap prospek kemudian mengintegrasikan hasil tersebut untuk melakukan level pada daerah prospek yang nantinya dapat membantu dalam menentukan pengeboran berikutnya.

BAB 2
TINJAUAN UMUM GEOLOGI REGIONAL
LAPANGAN LAUT BARENT



Gambar2.1. Gambar geologi regional lapangan laut Barent [O]jedirektoratet 1990]

Wilayah laut Barent dan laut di tepian Nowegia-Greenland yang berada pada lempeng Norwegia yang merupakan bagian dari wilayah offshore Norwegia yang telah di eksplorasi. Terlebih sejak tahun 1980 saat wilayah ini dibuka untuk pengeboran, terdapat lebih dari 40 sumur, dan lebih dari 250000 km yang telah dilakukan pengambilan data seismic refleksi pada daerah tersebut. Sejak tahap pertama eksplorasi, perhatiannya terpusatkan pada cekungan tromso dan Hammerfest

tapi selanjutnya meluas pada Loppa High, yang berada disebelah tenggara dari Basin Bjornoya dan utara Basin Nordkapp **Gambar 2.1.**

Bertambahnya sejumlah data penting yang mana juga dibutuhkan untuk mendefinisikan satuan stratigrafi dan struktur. Hasilnya adalah usaha untuk membentuk suatu penamaan tertentu pada suatu daerah atau formasi, dimana sebelumnya telah dijelaskan mengenai struktur geologi pada daerah ini oleh seorang yang bernama Gabrielsen (1984) dan baru baru ini juga dijelaskan oleh seorang yang bernama Dalland (1988), mengenai penamaan stratigrafi pada masa Mesozoic dan Cenozoic

2.1 Struktur Geologi Pada Laut Barent

Wilayah laut Barent terbentuk oleh aktivitas tektonik dan dipengaruhi oleh beberapa tahapan tektonik yang dimulai sejak pergerakan Caledonian, dan berhenti pada zaman awal Devonian. Secara stuktural lempeng laut barent didominasi arah patahan dari timur laut ke barat daya dengan pengaruh lokal pada arah barat laut ke tenggara **Gambar 2.1.**

Pada bagian utara wilayahnya didominasi oleh arah timur laut ke barat daya yang didefinisikan sebagai patahan mayor kompleks yang mengelilingi basin Nordknapp dan Haammerfest. Arah ini sejajar dengan wilayah lainnya dibagian utara yang ditunjukkan pada Vaslemoyhigh dan patahan kompleks yang memisahkan basin Loppahigh dan Bjornoya. pada wilayah barat dan barat laut arah patahannya utara ke selatan yaitu pada wilayah basin Tromso, patahan Knolegga, dan patahan Hornsund.

Pada bagian barat laut barent merupakan wilayah yang memiliki aktivitas tektonik yang tinggi yang berada pada masa Mesozoic dan Cenozoic. Perbedaan yang mencolok pada bagian timur dan timur laut yang didominasi pada masa akhir Carboniferous dengan lempeng yang relatif stabil dengan sedikit aktivitas tektonik. Sedikit data yang ada mengenai struktur pada lempeng laut barent seperti data

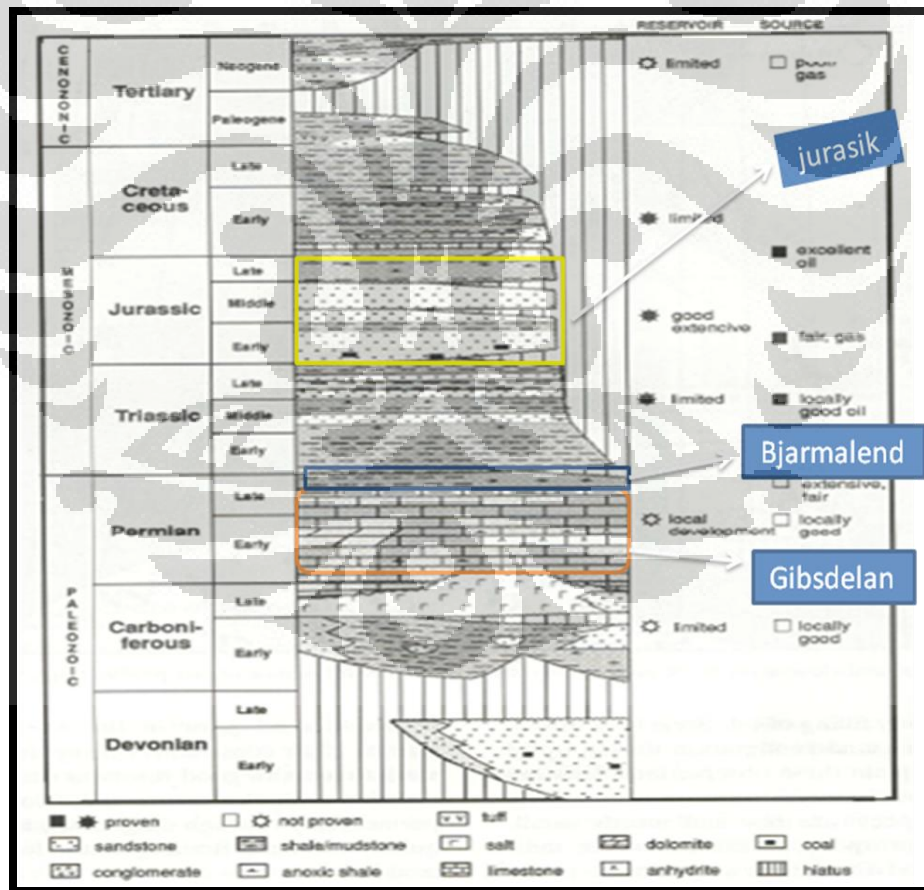
seismic refleksi (yang tidak dipublikasikan), namun diketahui bahwa pada daerah Svalbard dari Scandinavia (e.g. Steel & Worsley 1984, Berthelsen & Marker 1986, Ziegler 1988) mengindikasikan kebanyakan arah struktur utama dibentuk pada masa Devonian dan hanya sebagian kecil struktur yang terbentuk pada masa Caledonian Orogeny.

Pada Svalbard dan utara Norway, pada masa Archean sampai akhir Precambrian (Eocambrian) aktivitas pergerakan lempeng pada wilayah utara dan selatan yang pergerakannya mengarah dari barat laut ke tenggara berdasarkan (e.g. Harland 1969, Harland et al. 1974, Beckinsale et al. 1978, Kjode et al. Berthelsen & Marker 1986, Rider 1988) dimana pergerakan Caledonian pada utara Scandinavia yang memiliki arah patahan barat daya ke timur laut (Roberts 1971, 1972, Worthing 1984), dan berpengaruh pada arah patahan yang mengarah dari barat laut ke tenggara seperti pada patahan Trollfjord-Komagelv, analisa arah memiliki perubahan yang penting pada arah patahan dari wilayah tersebut.

Ini terlihat seperti sistem reakan tua yang tersimpan di dalam basement yang terlapisi sedimen pada lempeng dan itu mempengaruhi perkembangan struktur pada laut baren pada akhir Palaeozoic sampai Cenozoic. (Gabrielsen & Ramberg 1979, Gabrielsen 1984). Akibatnya sedimentasi Devonian mendapatkan bentuk patahan yang mengikuti arah struktur yang lebih tua.

Harland (1969) berpendapat perubahan diakhir Caledonian (Devonian) sangat dipengaruhi oleh pengendapan Post-Orogenic diwilayah laut Barent dan ide ini telah didukung oleh beberapa penelitian sebelumnya (e.g Ziegler 1982, 1988, Roberts 1983, Van Der Voo 1983). Data terbaru (Pesonen et al. 1989), selain itu aktivitas tektonik Devonian mengikuti patahan dan subsident yang lebih luas di masa Carboniferous (Steel & Worsley 1984, W. H. Ziegler et al. 1986, Hazeldine & Russell 1987). Ini telah dipahami bahwa Bjornoya dipengaruhi oleh blok patahan pada masa akhir Devonian sampai awal Carboniferous (Gjelberg 1981, 1987).

Pada masa pertengahan Carboniferous, memiliki bentuk yang khas. Bentuk ini mengikuti blok patahan yang baru yang berada pada masa akhir Carboniferous sampai awal Permian ada wilayah Loppa high dan Stephen High (Brekke & Riis 1987). Arah barat daya ke tenggara merupakan arah struktur yang merupakan elemen penting dibagian barat (Bjornoya dan barat Loppa High Basin). Dimana bagian timur laut (Bjarmeland Platform dan Basin Nordapp) menjadi stabil (Riis et al. 1986, Jersen & Sorensen 1988) dan perluasan wilayah platform karbonat berkembang pada masa Moscovian (masa akhir Carboniferous). Wilayah diantara Bojonoya dan Spitbergen mungkin masih didominasi oleh patahan yang mengarah barat laut ke tenggara (Ronnevik et al. 1982b). Sesungguhnya struktur utama yang terlihat sangat penting pada pembentukan struktur di wilayah laut Barent.



Gambar 2.2 Stratigrafi wilayah laut Barent secara umum [Larsen et al. 1993]

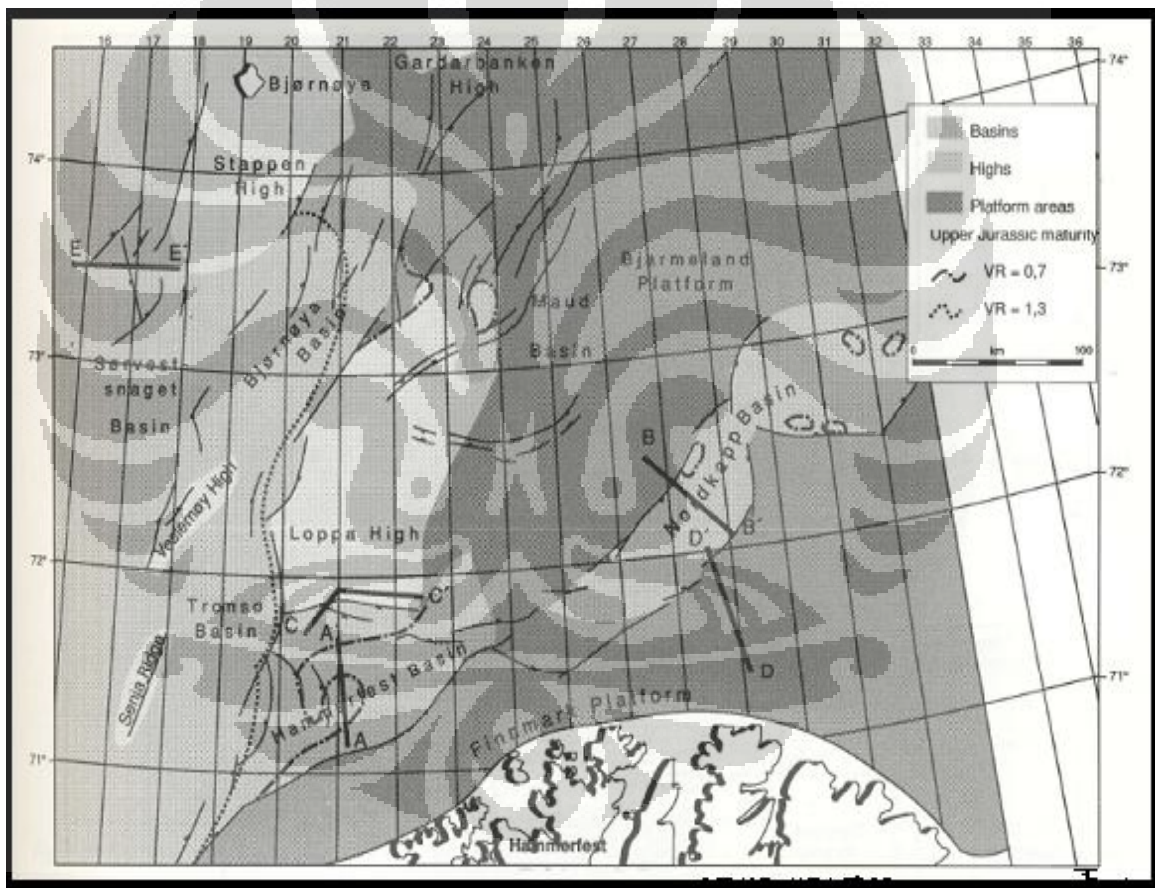
Terassic aktivitas tektonik dianggap relatif lambat, namun Stappen dan Loppa high memiliki pergerakan yang cepat, dan awal Triassic memiliki karakteristik subsident di bagian timur dan aliran sedimen dari arah timur. Blok patahan ada lagi pada Mid Jurassic dan meningkat selama masa akhir Jurassic sampai akhir Cretaceous, diakhiri dengan formasi yang diketahui saat ini merupakan cekungan dan tinggian yang mendominasi wilayah Barent Sea **Gambar 2.1**. Struktur yang berkembang pada masa itu sangat rumit. Pada satu bagian penurunan muka tanah yang ekstrim terlihat jelas pada basin Tromsø dan bagian barat Bjørnøya di awal masa Cretaceous. Selain itu indikasi lokal terlihat dengan adanya patahan kompleks disepanjang Ringvassøy-Loppa patahan ini masih memiliki hubungan dengan patahan kompleks Asterias.

Menjelang akhir Cretaceous, patahan dan lipatan yang berlawanan arah dan dikombinasikan dengan patahan naik pada beberapa area, menjadi lebih umum meskipun extention mungkin tersebar luas pada skala regional. Akhirnya tektonik inversi dan lipatan meluas secara maksimum pada masa Eocene dan Oligocene. Pada wilayah bagian barat, terdapat aktivitas magma yang besar, mungkin di masa Palaeocene dan Eocene. Ini dipercaya berhubungan dengan pemisahan pada atlantik utara, dimulai dengan dextral geser pada awal Palaeocene dan berlanjut dengan adanya rekahan pada 36 ma yang lalu (Talwani & Eldholm 1977, Myhre et al. 1982, Eldholm et al. 1987).

Pada Neogene, laut barent didominasi oleh erosi dan pengangkatan (Berglund et al. 1986, Nyland et al. in press). Di perkirakan bagian terpenting dari erosi terjadi pada Pliocene dan Pleistocen, ketika wilayah mengalami runtuh. Secara ringkas, zona wilayah mayoritas patahan pada daerah laut barent dibentuk pada level awal (Carboniferous atau lebih awal). Pada pembentukan struktur subsequent pada wilayah laut Barent, aktivitas yang berhubungan dengan hal tersebut merupakan bagian yang penting.

Ini dimulai oleh Gabrielsen (1984) yang bertujuan mengklasifikasikan patahan yang berkaitan dengan basementnya masing masing dan tingkat keaktifan. pada model tipe ini, wilayah dibagi kedalam blok blok patahan yang berhubungan dengan utama high, dan basin, yang digambarkan oleh patahan dalam yang rumit (fault of first class, Gabrielsen 1984). Ketika tekan bekerja pada system blok ini, pergerakan relative antara masing masing blo akan membentuk pola yang kompleks.

2.2 Seting Geologi



Gambar 2.3 Element struktur utama pada lapangan laut Barent [Larsen et al. 1993]

Wilayah laut barent adalah basin sedimentasi yang ditumbuk oleh Svalbard, bagian timur dan utara Greenland, dan utara Canada pada akhir Palaeozoic-Cenozoic. (Worsley, 1986; Beauchamp, 1993).

Platform Finnmark pada basin tepian selatan **Gambar 2.3**. Dimana terdapat build-up, yang berkembang pada akhir Carboniferous dan akhir Permian. Sejarah geologi pada platform yang dibuktikan dari kedalaman sumur, lubang core, dan berhubungan dengan gambaran kepulauan Svalbard. Tebalnya endapan fluvial pada Carboniferous mengisi graben di bawah lapisan basemen Caledonian dan dibagian atas bercampur endapan carbonat dan silika klastik . laut dangkal, evaporasi lokal, sedimen dolomitic yang tersebar di bagian atas Carboniferous dan dibawah Permian.

Tebal endapan evaporasi yang terbentuk secara lokal, seperti basin Nordkapp yang berjarak puluhan kilometer arah utara dari berdasarkan studi pada *core section*. Tebal batu garam(salt diapirs) dapat di lihat pada pusat basin. Perbedaan mencolok dari atas ke bawah pada Permian yang didominasi oleh limestone dengan dominasi material Crinoids, bryozoans, sponges, dan brachiopods. Ini merubah cara sedimentasi seperti yang telah dikonsepskan oleh Lapisan paling atas Permian yang mana menunjukkan adanya dominasi limestone, shale, dan siltstone setebal beberapa ribu meter, yang merupakan hasil sedimentasi silika klastik berupa delta pada Triassic yang dilapisi oleh Jurassic dan sejumlah strata yang lebih muda hanya beberapa ratus meter.

Pada Finnmark platform, terlihat meningkatnya ketebalan sediment dari arah selatan ke utara melalui interval atas Palaeozoic dan Triassic. Ini terjadi akibat adanya subsident pada bagian utara yang meningkat dari atas Palaeozoic-Mesozoic, sebagai pengganti dai tingginya sedimentasi, khususnya di Triassic. Hasil studi pada *core section* di Permian memperkirakan pada kedalaman empat sampai lima kilometer terdapat adanya pengangkatan selama akhir masa Tertiary **Gambar 2.7**

2.3 Sistem Petroleum

Cadangan yang telah dibuktikan pada daerah barent sea berada pada strata Jurassic, penelitian yang telah dilakukan didaerah Norwegia: Snovit, albatross dan Askeladden keseluruhan batuan reservoarnya merupakan batuan pasir pada masa pertengahan

jurasiik. Ini merupakan pengendapan yang terjadi pada laut dangkal dimana pada Basin Hammerfest memiliki reservoir yang baik (porositas dan permeabilitas tinggi). (Larsen et al 1993) mengestimasi sekitar 85% sumber dari laut Barent berada pada formasi ini. Kebanyakan dari sumber ini merupakan gas dan hanya sedikit yang menunjukkan adanya keberadaan minyak. Jebakan pada daerah ini secara umum terbentuk oleh patahan patahan normal. Ini berbeda dengan penelitian yang dilakukan di Rusia yang menjelaskan adanya kubah (*dome*) sederhana yang terbentuk akibat struktur. Ini terjadi di wilayah yang berbeda (Snohvit dan Stokmanovskaya). Namun keduanya memiliki potensi hidrokarbon yang berada diatas lapisan lempung pada jaman Jurasiik. Batu pasir pada jaman Triasiik dan diatas Permian yang merupakan sumber yang besar pada lapangan laut barent, sedimen Triasiik merupakan pengendapan progarding delta dari arah barat Novaya-Zemlya, akibat dari lingkungan pengendapan yang berupa progarding delta, distribusi reservoir pada formasi ini menjadi sangat kompleks.

Istilah *source rock* biasa digunakan pada industri migas, *source rock* merupakan batuan sedimen yang dapat menghasilkan hidrokarbon dan bermigrasi ke reservoir untuk disimpan. Salah satu dari tipe ini mengandung lebih besar materi organik (kerogen) yang disimpan oleh lingkungan pengendapan yang tidak memungkinkan adanya oksidasi, terurainya kerogen menjadi hidrokarbon diakibatkan adanya tekanan dari timbunan yang ada diatasnya dan adanya pemanasan, yang mana minyak akan terbentuk pada suhu yang lebih rendah dari gas (*oil window*), dimana kerogen ini merupakan tipe kerogen laut (*oil prone*) yang terdiri dari algae. Sebagian besar kualitas lempung yang baik terdistribusi secara luas pada masa akhir jurasiik

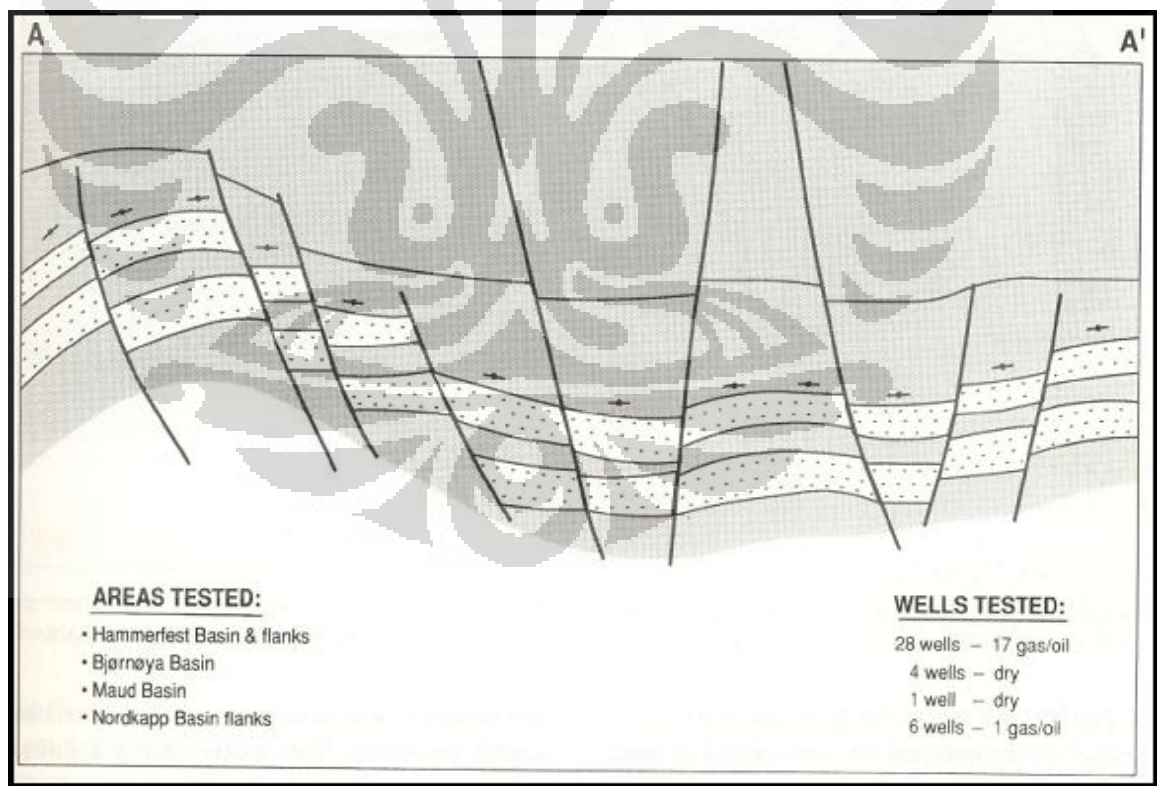
2.4 Potensi Play

Sejauh ini banyaknya hidrokarbo yang telah dibuktikan dengan pengeboran 90% adalah gas dan 85% dari gas tersebut didapat dari sandstone di masa lower-Middle Jurassic, sedangkan sisanya didapat dari sandstone pada masa lower Cretaceous dan

lower-upper Triassic. Tingkat kesuksesan pengeboran dalam menemukan hidrokarbon di daerah ini sangat baik. Model Play dan wilayah baru yang saat ini dieksplorasi kebanyakan berasal dari sekuen yang lebih muda dan lebih tua dari batuan sumber pada masa Jurassic yang telah dibuktikan oleh sumur.

2.4.1 Jurassic Model Play

Di ilustrasikan pada skematik utara-selatan Basin Hammerfest(gambar8). Play ini terdistribusi secara meluas dan ditemukan di Hammerfest, Nordkapp, Bjornoya, dan bagian barat Bjarmeland Platform **Gambar 2.4**. Reservoir batupasir berada dilaut dangkal sampai sedang dimasa Jurassic awal dan menengah. Tidak ada jebakan yang benar benar membentuk spill point dan kebanyakan sumur secara lokal hanya mengandung gas dan air.

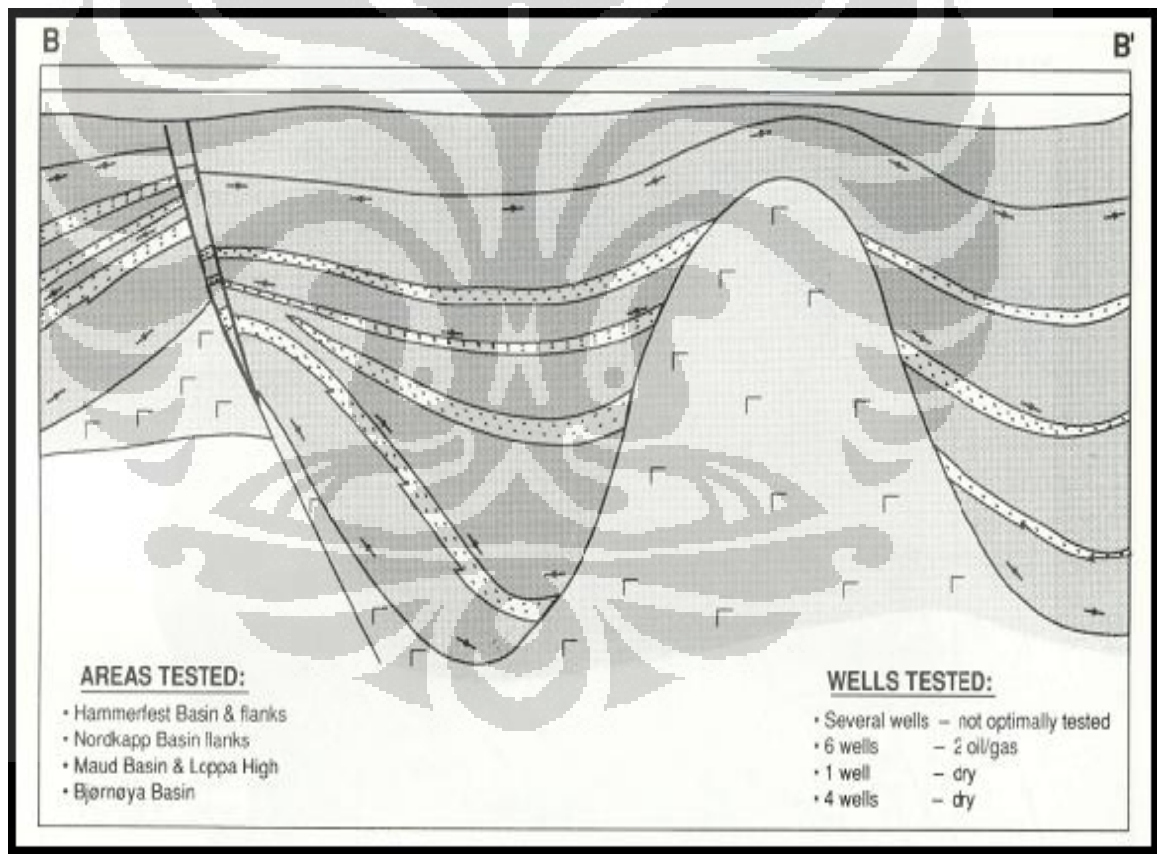


Gambar 2.4 Profile *cross section* melalui utara-selatan Basin Hammerfest pada tipe Play Jurassic

[Larsen et al. 1993]

2.4.2 Triassic Model Play

Diilustrasikan oleh sekematik dari profil northwest – southeast pada Bjarmeland platform ke didalam nordkapp basin **Gambar 2.5** Kemungkin Play Terrasic tersebar tersebar secara luas dan ditemukan di Bjornoya, Hammerfest dan Nordkapp basin pada Bjarmeland dan Finnmark Platforms. **Gambar 2.3.** Triassic telah menjadi wilayah fokus pengeboran ketika Jurassic sandstone yang tipis dan dangkal sudah tidak menjanjikan. Triassic sandstone bagian atas sebagian berasal dari batuan sumber Triassic, tapi Play Triassic utamanya bersumber dari batuan Triassic atau yang lebih tua.



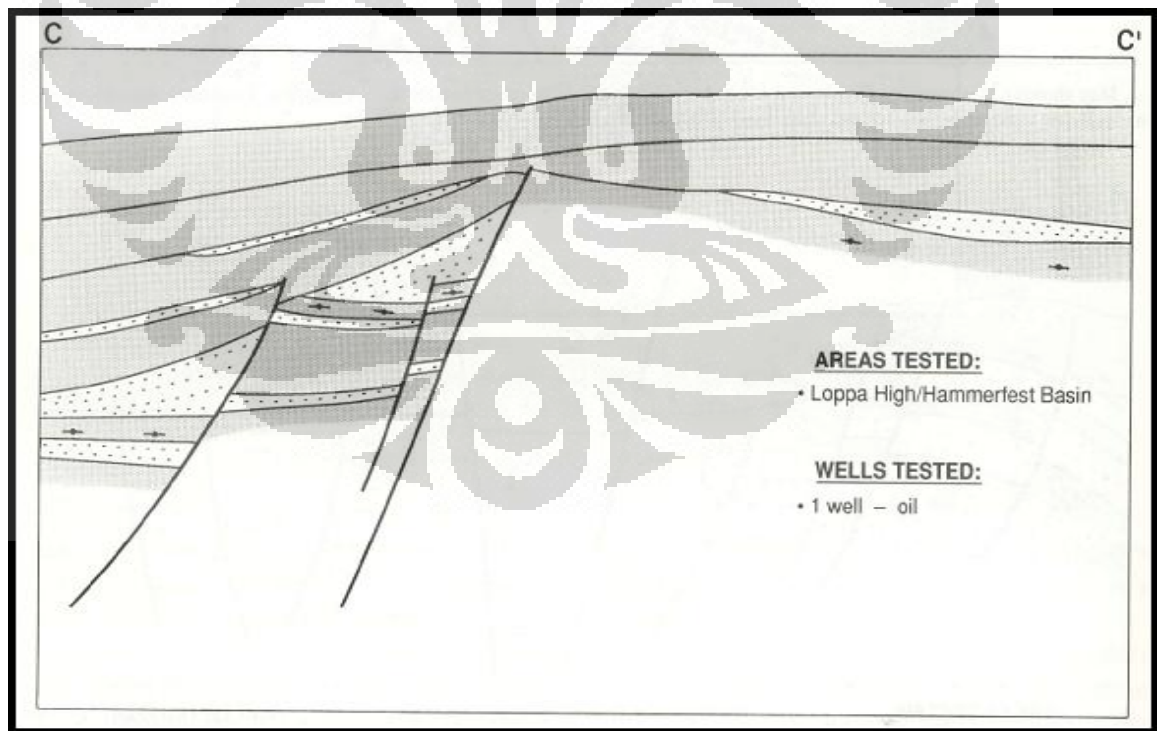
Gambar 2.5 Profile *cross section* Bjarmeland platform dalam basin nordkapp pada Triassic play

[Larsen et al. 1993]

Tipe perangkat yang telah dibuktikan berasal merupakan hasil bentukan patahan normal, namun ada beberapa yang mengangap dan berhasil memetakan sejumlah perangkat stratigrafi dan siap untuk dilakukan pengeboran. Di bagian barat laut Barent memiliki sejumlah pasir yang relatif sedikit, sehingga mengangap adanya distribusi pasir yang tebal merupakan reservoir yang berkualitas baik. Ditambah lagi dengan adanya proses diagenesis yang mengakibatkan penurunan nilai porositas dan permeabilitas mengakibatkan keterbatasan pada Triassic Play Model.

2.4.3 Cretaceous Model Play

Diilustrasikan oleh profile skematik dari Hammerfest Basin sampai Loppa High **Gambar 2.6** Cretaceous Play distribusinya terbatas karena adanya pembatasan wilayah oleh Loppa High, Finnmark Platform, dan Senja Ridge-vesemoy **Gambar 2.3**.



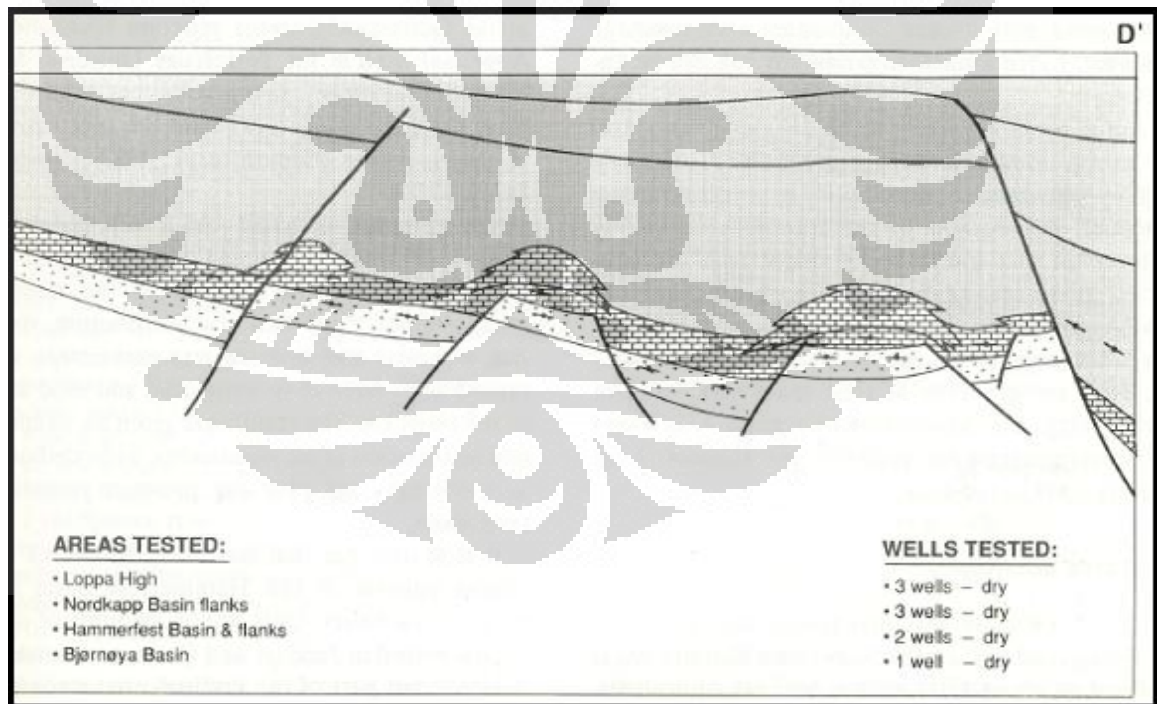
Gambar 2.6 Profile *cross section* Loppa High dalam Basin Hammerfest pada tipe play Cretaceous

[Larsen et al. 1993]

Reservoir yang telah terbukti merupakan bentukan dari pengendapan batuan pasir pada laut dangkal, yang berada tepat diatas lapisan Upper Jurassic. Hal-hal yang mengakibatkan wilayah ini menjadi beresiko dikarenakan terbatasnya distribusi play, sulitnya mengidentifikasi prospect melalui sumur, adanya lapisan serpih yang terbentuk akibat stratigrafi secara menyebar pada jebakan, jumlah dan kualitas pada reservoir batupasir dan pola kematangan dari batuan sumber.

2.4.4 Permian Model Play

Gambar 2.7 pada skematik profile dari arah utara ke selatan dari Nordkapp Basin ke lempeng Finnmark. Permian dan batuan batuan yang lebih tua terdistribusi secara luas, yang mana sebagian besar dari batuan ini mengindikasikan adanya potensi hidrokarbon, selain itu disini banyak terdapat jebakan stratigrafi yang semuanya secara langsung berhubungan dengan sumber internal hidrokarbon.



Gambar 2.7 Profile *cross section* pada lempeng Finnmark menunjukkan tipe Permian play [Larsen et al. 1993]

Dari data gravimetric menunjukkan bahwa biota laut ada dan tumbuh dengan baik pada laut dangkal yang setabil pada batuan karbonat. Sejumlah graben yang berada dibawah sekuen karbonat. Yang berpotensi membentuk jebakan struktur dengan reservoir sandstone yang berada pada masa Carboniferous atau mungkin pada masa Devonian.

Dari data yang sangat terbatas mengindikasikan sekuen klastik didominasi oleh lingkungan fluvial yang kemungkinan berasal dari laut bagian utara. Play Pre-Permian juga berhubungan dengan batuan sumber yang berkembang pada lingkungan lacustrine. Model Play karbonat mungkin memiliki potensi hidrokarbon yang sangat besar namun karena kurangnya data dan informasi mengenai daerah tersebut mengakibatkan play ini dikategorikan beresiko tinggi (*high risk*). Play model ini juga masih menjadi hipotesa karena distribusi, dan kualitas dari reservoir, dan batuan sumber tidak diketahui secara pasti, selain itu jebakan yang juga kompleks dan clay penutup yang masih belum diketahui membuat Play ini menjadi sangat beresiko untuk dilakukan eksplorasi.

BAB 3

TEORI DASAR

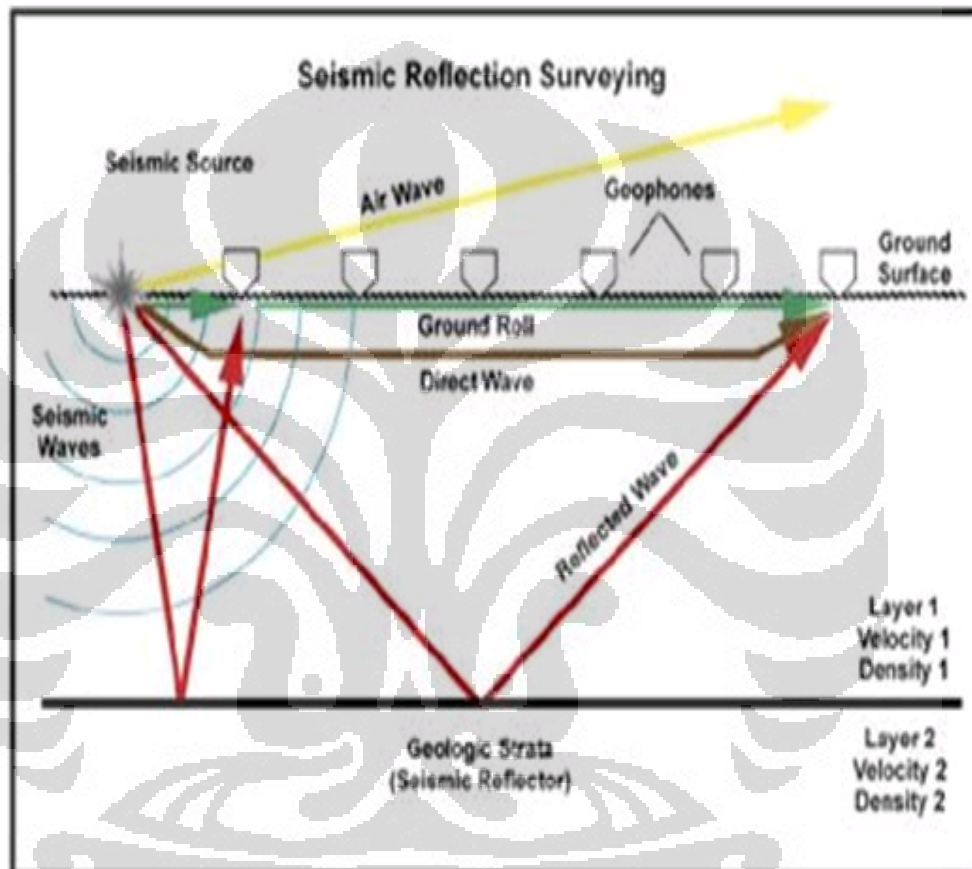
3.1 Konsep Dasar Seismik Refleksi

Metoda seismik merupakan salah satu dari bagian seismologi eksplorasi yang dikelompokkan dalam metode geofisika aktif, dimana pengukuran dilakukan dengan menggunakan sumber gelombang seismik (dinamit, palu, dll). Setelah usikan/getaran diberikan terjadi gerakan gelombang yang merambat pada medium (tanah/batuan) yang memenuhi hukum-hukum elastisitas ke segala arah dan mengalami pemantulan ataupun pembiasan akibat adanya perbedaan kecepatan. Kemudian pada suatu jarak tertentu gerakan partikel tersebut direkam pada suatu resiver sebagai fungsi waktu. Berdasarkan data rekaman inilah dapat diperkirakan bentuk lapisan/struktur pada bawah permukaan.

Seismik refleksi adalah metode geofisika dengan menggunakan gelombang elastis yang dipancarkan oleh suatu sumber getar yang biasanya berupa ledakan dinamit (pada umumnya digunakan di darat, sedangkan untuk sumber getar di laut biasanya digunakan air gun, boomer atau sparker). Gelombang bunyi yang dihasilkan dari ledakan tersebut menembus sekelompok batuan dibawah permukaan melalui bidang reflektor yang berupa batas lapisan batuan. Gelombang yang dipantulkan ke permukaan ini diterima dan direkam oleh alat perekam yang disebut geophone di darat atau hydrophone di laut, (Badley, 1985).

Eksplorasi seismik refleksi dapat dikelompokkan menjadi dua, yaitu eksplorasi prospek dangkal dan eksplorasi prospek dalam. Eksplorasi seismik dangkal biasanya diaplikasikan untuk eksplorasi batubara dan bahan tambang lainnya. Sedangkan eksplorasi seismik dalam digunakan untuk eksplorasi daerah prospek hidrokarbon (minyak dan gas bumi). Kedua kelompok ini tentu saja menuntut resolusi dan akurasi yang berbeda, begitu pula dengan teknik lapangannya. Menurut Sanny (1998),

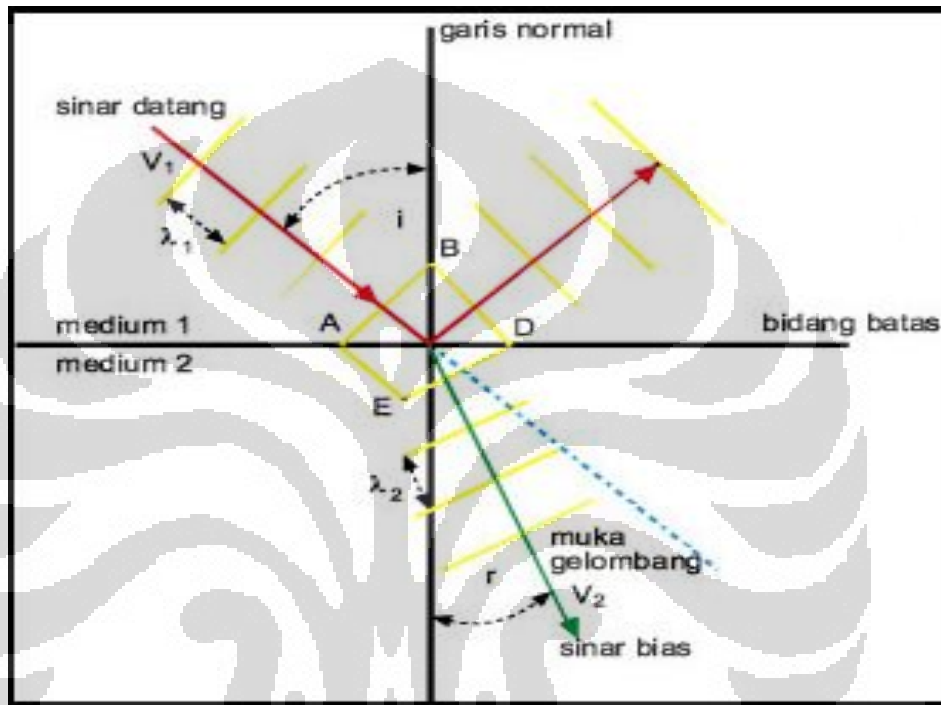
kualitas seismik sangat ditentukan oleh kesesuaian antara parameter pengukuran lapangan yang menggunakan dengan kondisi lapangan yang ada. Kondisi lapangan yang dimaksud adalah berkaitan dengan kondisi geologi dan kondisi daerah yang akan disurvei.



Gambar 3.1 Proses seismic refleksi [Oktavinta, 2008]

Gelombang seismik mempunyai respon yang sama dengan respon gelombang cahaya, sehingga hukum-hukum yang berlaku untuk gelombang cahaya berlaku juga untuk gelombang seismik. Hukum-hukum tersebut antara lain, Prinsip Huygens yang mengatakan bahwa gelombang menyebar dari sebuah titik sumber gelombang ke segala arah dengan bentuk bola. Berdasarkan hukum Senellius gelombang datang, gelombang bias, gelombang pantul terletak pada satu bidang datar. Kemudian

Snellius mengembangkannya dan menyatakan bahwa bila suatu gelombang jatuh di atas bidang batas dua medium yang mempunyai perbedaan densitas, maka gelombang tersebut akan dibiaskan jika sudut datang gelombang lebih kecil atau sama dengan sudut kritisnya.



Gambar 3.2 Pemantulan dan pembiasan gelombang pada bidang batas
[Oktavinta, 2008]

Hukum Snellius tersebut dapat dinyatakan dengan persamaan matematis sebagai berikut,

$$\frac{\sin \theta_1}{\sin \theta_2} = \frac{v_1}{v_2} = \frac{n_2}{n_1} \quad (3.1)$$

dimana v_1 dan v_2 adalah kecepatan gelombang pada medium 1 (n_1) dan medium 2 (n_2), sedangkan θ_1 = Sudut pantul gelombang dan θ_2 = Sudut bias gelombang P.

3.1.1 Impedansi Akustik

Impedansi akustik merupakan kemampuan suatu batuan untuk melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Impedansi Akustik didapatkan dari hasil perkalian antara kecepatan gelombang (v) dengan densitas batuan (ρ). Impedansi akustik (Z) didefinisikan dalam persamaan matematis:

$$Z = V \cdot \rho \quad (3.2)$$

Semakin keras suatu batuan maka Impedansi akustiknya semakin besar pula, sebagai contoh: batupasir yang sangat kompak memiliki Impedansi Akustik yang lebih tinggi dibandingkan dengan batu lempung.

3.1.2 Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi adalah suatu nilai yang mempresentasikan bidang batas antara dua medium yang memiliki impedansi akustik yang berbeda. Untuk gelombang yang mengenai batas lapisan pada normal impedans, koefisien refleksinya dapat ditulis:

$$R = \frac{Z_1 - Z_0}{Z_1 + Z_0} \quad (3.3)$$

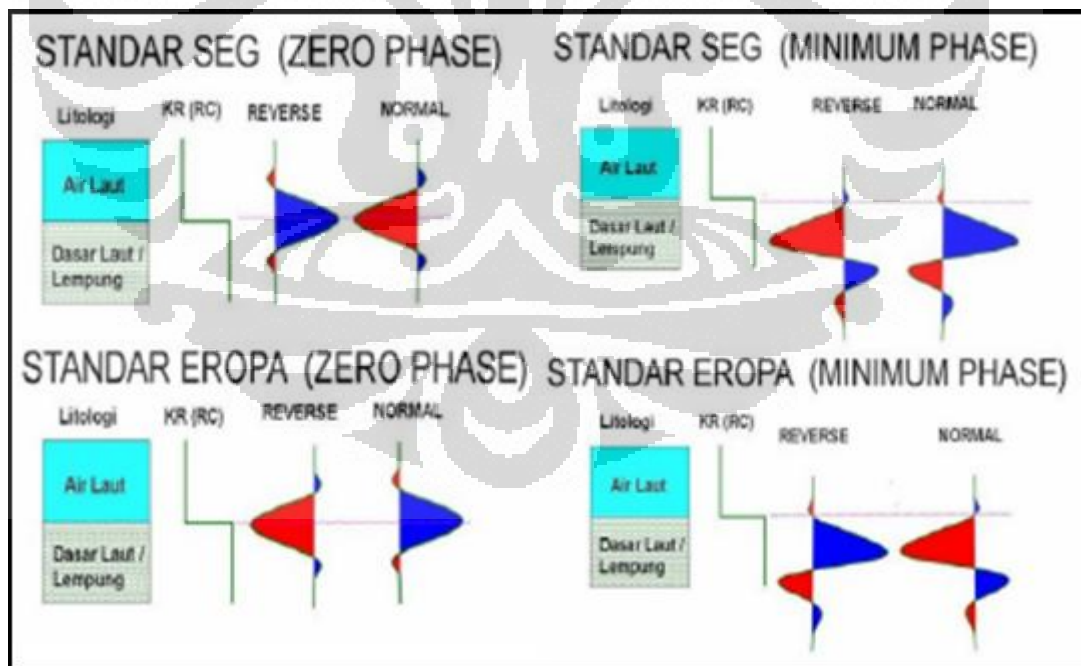
dimana Z_0 dan Z_1 adalah impedans medium pertama dan medium kedua.

3.1.3 Polaritas dan amplitudo

Gelombang pantul terjadi akibat adanya gelomban seismik yang ditransmisikan oleh sumber seismik kedalam bawah permukaan yang memiliki nilai impedansi yang

berbeda sehingga terpantulkan dan terekam pada geophone. Akibat respon bawah permukaan mengakibatkan adanya beda amplitudo dan perubahan kecepatan yang berdampak pada perubahan kedalaman dan kecepatan pada suatu reflektor. Jika perubahan amplitudo sepanjang lintasan terjadi secara tiba-tiba, dimungkinkan karena adanya suatu patahan tetapi bila terjadi perubahan secara gradual sampai hilang sama sekali, kemungkinan telah terjadi perubahan litologi (*pinch out*).

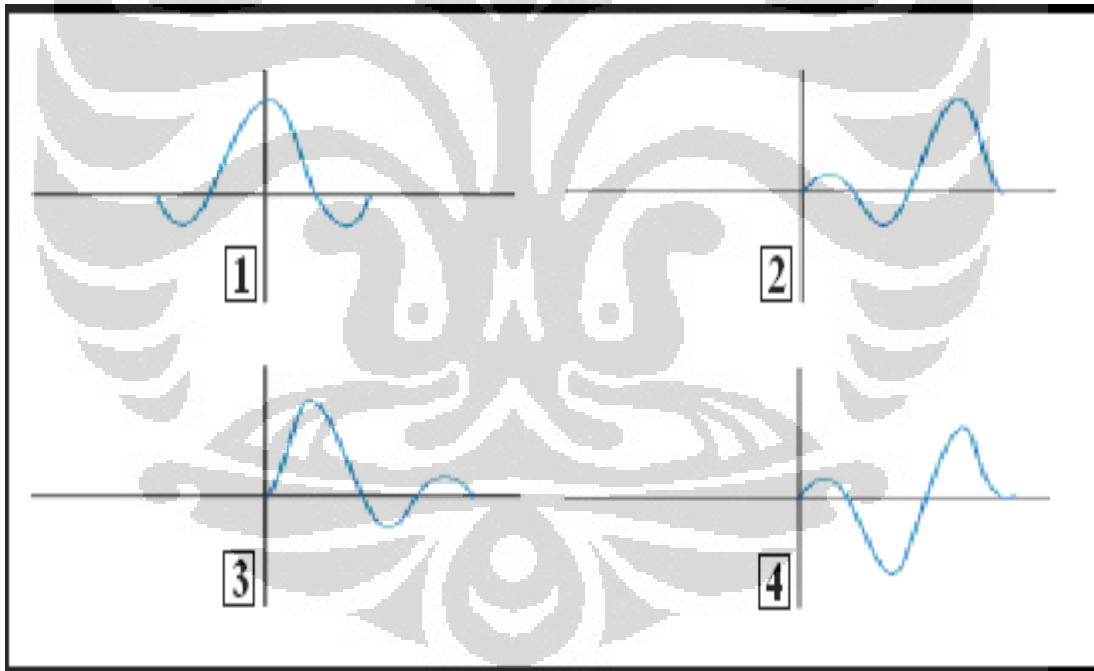
Polaritas adalah penggambaran koefisien refleksi sebagai suatu bentuk gelombang yang bernilai positif atau negatif. Jika $Z_2 > Z_1$ maka akan didapatkan bentuk puncak (peak), dan akan mendapatkan palung (trough) jika $Z_2 < Z_1$. Karena terdapat ketidakpastian dari bentuk gelombang seismik yang direkam maka dilakukan pendekatan bentuk polaritas yang berbeda yaitu polaritas normal dan polaritas terbalik (reverse). Saat ini terdapat dua jenis konvensi polaritas: Standar SEG (Society of Exporation Geophysicist) dan Standar Eropa dan keduanya saling berkebalikan.



Gambar 3.3. Polaritas SEG dan polaritas Eropa (normal dan reverse) dengan *wavelet* zero phase dan minimum phase [www.ensiklopediaseismik.blogspot.com]

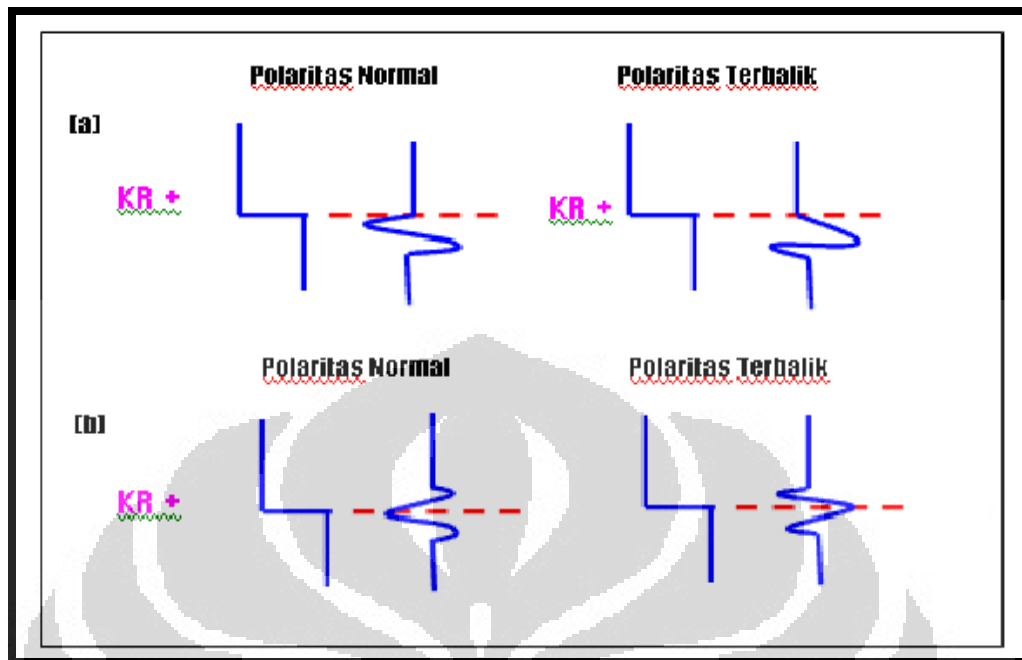
3.1.4 Wavelet dan Fasa

Wavelet merupakan sinyal transient yang mempunyai interval waktu dan amplitudo yang terbatas. Dapat dikatakan juga bahwa *wavelet* merupakan gelombang yang merepresentasikan satu reflektor yang terekam oleh satu *geophone*. Ada empat jenis *wavelet* yang diketahui **Gambar 3.4** yaitu *wavelet* fase nol (*zero phase*), fase minimum (*minimum phase*), fase maksimum (*maximum phase*), dan fase campuran (*mixed phase*). Dalam eksplorasi seismik *wavelet* yang biasa digunakan adalah zero phase dan minimum phase (Russel, 1991). Sebuah *wavelet* memiliki panjang yang terbatas dengan fasa tertentu. Didalam istilah eksplorasi seismik, fasa sebuah *wavelet* dikenal sebagai fasa minimum, fasa nol dan fasa maksimum.



Gambar 3.4. Jenis-jenis *wavelet* 1) Zero Phase Wavelet, 2)Maximum Phase Wavelet, 3)Minimum Phase Wavelet, 4) Mixed Phase Wavelet [Sukmono, 1999]

Sebagaimana ditunjukkan oleh gambar di atas, fasa minimum dicirikan jika sebagian besar energi amplitudo *wavelet* berada diawal, fasa nol dengan simetris di tengah-tengah dan fasa maksimum diakhir *wavelet*.

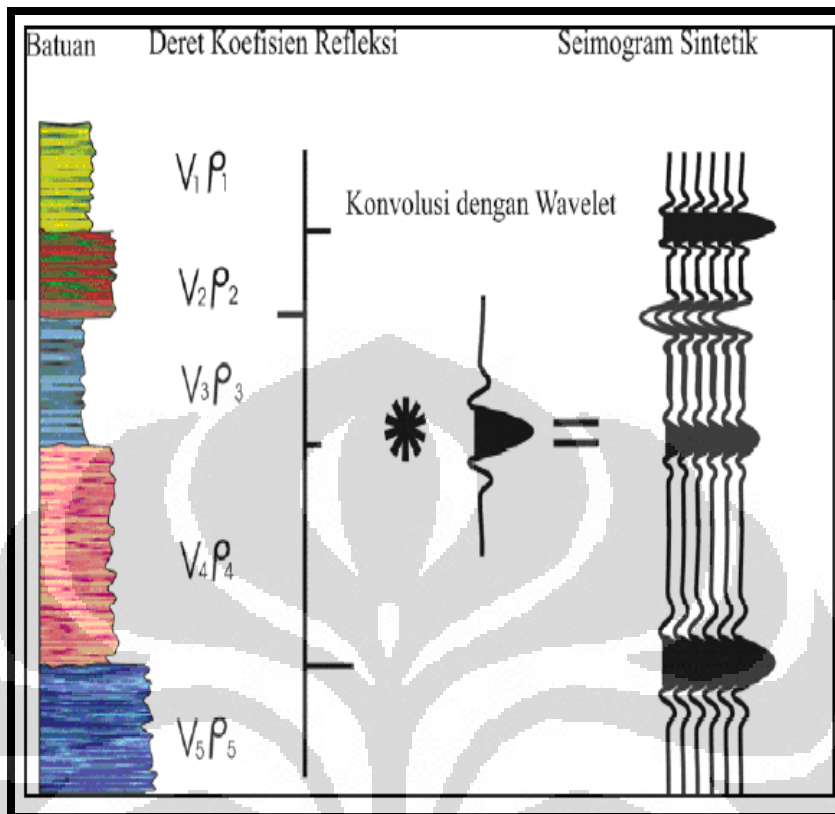


Gambar 3.5 Macam-macam fasa pada *wavelet* [Abdulah, 2007]

3.1.5 Sintetik Seismogram

Sintetik Seismogram adalah data seismik buatan yang di buat dari data sumur antara lain data log kecepatan, densitas dan *wavelet* yang di ekstrak dari data seismik. Dengan mengalikan kecepatan dengan densitas maka kita akan mendapatkan deret koefisien refleksi. Koefisien refleksi ini kemudian dikonvolusikan dengan *wavelet* sehingga akan didapatkan seismogram sintetik pada daerah sumur tersebut.

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

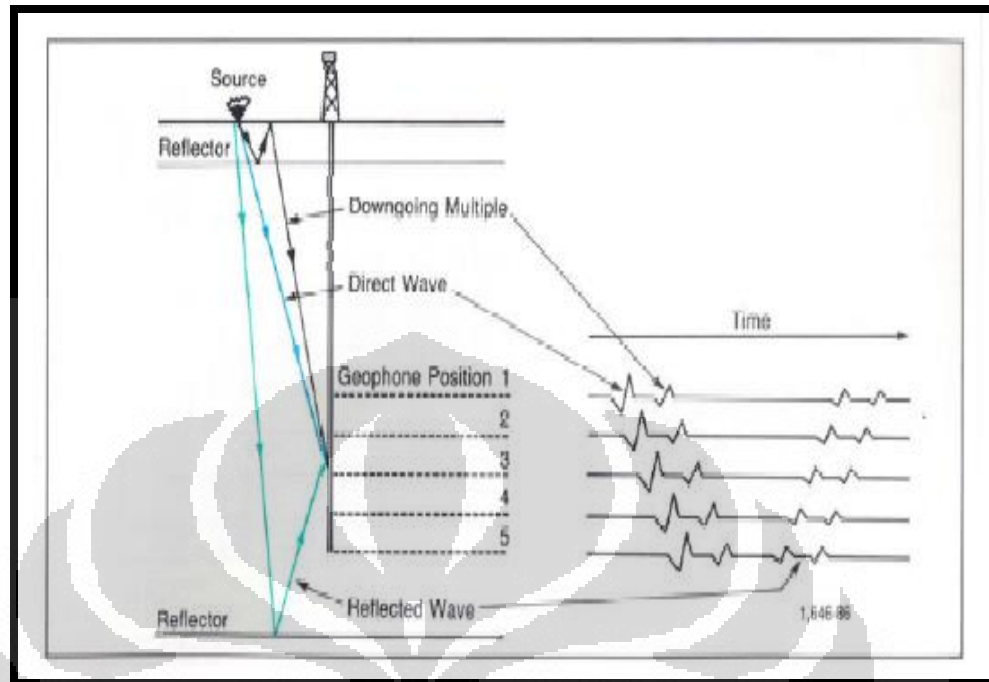


Gambar 3.6 Sintetik seismogram yang didapat dengan mengkonvolusikan koefisien refleksi dengan *wavelet* [Sukmono, 1999]

3.1.6 Survei *Checkshot*

Tujuan dari survei *checkshot* adalah untuk mendapatkan hubungan domain waktu dan kedalaman yang digunakan untuk melakukan proses pengikatan data sumur dengan data seismik. Akuisisi data *checkshot* dapat dilihat pada gambar berikut,

Pada prinsipnya survey *checkshot* sama seperti survey pada seismik, akan tetapi letak *geophone* pada *checkshot* di letakkan pada sumur. Sehingga di dapatkan waktu one way time yang direkam oleh *geophone* pada kedalaman tertentu. Dari sinilah dapat diketahui hubungan waktu penjalaran gelombang seismik pada sumur tersebut sehingga dapat dikonversi seismik yang dalam domain time menjadi domain kedalaman.



Gambar 3.7 Survei *checkshot* [Sukmono, 2007]

3.2 Tinjauan Umum *Well-logging*

Pekerjaan pengukuran listrik (*electrical logging*) bertujuan untuk mengetahui parameter-parameter fisik dari suatu batuan. Parameter-parameter tersebut dapat diperoleh dari beberapa macam pengukuran tergantung pada parameter fisik yang ingin diketahui. Secara umum log elektrik terbagi menjadi :

1. Log Radioaktif yang terdiri dari Log Sinar Gamma, Log Neutron dan Log Densitas.
2. Log Listrik yang terdiri dari Log Tahanan Jenis dan Log Spontaneous Potensial.
3. Log Sonik
4. Log lain seperti Log Dipmeter, Log Temperatur, Log Kaliper.

3.2.1 Log Sinar Gamma (Gamma Ray Log)

Prinsip Log Sinar Gamma merupakan suatu rekaman tingkat radioaktivitas alamiah yang terjadi karena 3 unsur uranium (U), thorium (Th), dan Potasium(K) yang ada pada batuan adalah metoda untuk mengukur radiasi sinar gamma yang dihasilkan oleh unsur-unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan. Unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan tersebut diantaranya Uranium, Thorium, Potassium, Radium, dll. pengukuran gamma ray log dilakukan dengan menurunkan instrument gamma ray log kedalam lubang bor dan merekam radiasi sinar gamma untuk setiap interval tertentu. Biasanya interval perekaman gamma ray (baca: resolusi vertikal) sebesar 0.5 feet. Gamma ray log memiliki satuan API (American Petroleum Institute), dimana tipikal kisaran API biasanya berkisar antara 0 s/d 150. Walaupun terdapat juga suatu kasus dengan nilai gamma ray sampai 200 API untuk jenis *organic rich shale*.

Log gamma ray memiliki kapabilitas untuk mengukur derajat kandungan shale di dalam lapisan batuan, maka didalam industri migas gamma ray log kerap kali digunakan untuk memprediksi besaran volume shale atau dikenal dengan *Vshale*. Gamma ray log memiliki kegunaan lain diantaranya untuk melakukan *well to well correlation*,

3.2.2 Log Densitas

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-pori batuan. Prinsip kerja log ini adalah memancarkan sinar gamma energi menengah kedalam suatu formasi sehingga akan bertumbukan dengan elektron-elektron yang ada. Tumbukan tersebut akan menyebabkan hilangnya energi sinar gamma yang kemudian dipantulkan dan diterima oleh detektor yang akan diteruskan untuk direkan ke permukaan. Hal ini mencerminkan fungsi dari harga

rata-rata kerapatan batuan. Kegunaan dari Log Densitas yang lain adalah menentukan harga porositas batuan, mendeteksi adanya gas, menentukan densitas batuan dan hidrokarbon, serta bersama sama log neutron dapat digunakan untuk menentukan kandungan lempung dan jenis fluida batuan.

3.2.3 Log Neutron Porosity

Pengukuran Neutron Porosity pada evaluasi formasi ditujukan untuk mengukur indeks hydrogen yang terdapat pada formasi batuan. Indeks hidrogen didefinisikan sebagai rasio dari konsentrasi atom hidrogen setiap cm kubik batuan terhadap kandungan air murni pada suhu 75°F. Jadi, Neutron Porosity log tidaklah mengukur porositas sesungguhnya dari batuan, melainkan yang diukur adalah kandungan hidrogen yang terdapat pada pori-pori batuan. Secara sederhana, semakin berpori batuan semakin banyak kandungan hydrogen dan semakin tinggi indeks hidrogen. Sehingga, shale yang banyak mengandung hidrogen dapat ditafsirkan memiliki porositas yang tinggi pula. Untuk mengantisipasi *uncertainty* tersebut, maka pada praktiknya, interpretasi porositas dapat dilakukan dengan mengelaborasi log *density logging*.

3.2.4 Log Sonik

Log Sonik adalah log yang bekerja berdasarkan kecepatan rambat gelombang suara. Gelombang suara yang dipancarkan kedalam suatu sumur pengeboran akan direspon berbeda beda pada tiap formasi bergantung pada sifat geologinya seperti lithologi, dan tekstur batuan dalam hal ini adalah porositas.

3.2.5 Log Resistivitas

Adalah metoda untuk mengukur sifat batuan dan fluida pori (baca: minyak, gas dan air) disepanjang lubang bor dengan mengukur sifat tahanan kelistrikannya.

Besaran resistivitas batuan dideskripsikan dengan Ohm Meter, dan biasanya dibuat dalam skala logarithmic dengan nilai antara 0.2 sampai dengan 2000 Ohm Meter. Metoda resistiviti logging ini dilakukan karena pada hakekatnya batuan, fluida dan hidrokarbon di dalam bumi memiliki nilai resistivitas tertentu

Nilai resistivitas air garam dapat dibedakan dengan baik dari minyak dan gas. Karena air garam memiliki nilai resistivitas yang sangat rendah, sedangkan hidrokarbon (minyak-gas) memiliki nilai resistivitas yang sangat tinggi. Log resistivitas banyak sekali membantu pekerjaan evaluasi formasi khususnya untuk menganalisa apakah suatu reservoir mengandung air garam (*wet*) atau mengandung hidrokarbon, sehingga log ini digunakan untuk menganalisis *Hydrocarbon-Water Contact*. Didalam pengukuran log resistiviti, biasanya terdapat tiga jenis ‘penetrasi’ resistiviti, yakni *shallow (borehole)*, *medium (invaded zone)* dan *deep penetration*. Perbedaan kedalaman penetrasi ini dimaksudkan untuk menghindari salah tafsir pada pembacaan log resistiviti karena *mud invasion* (efek lumpur pengeboran). Resistiviti log memiliki kegunaan lain yakni untuk mendeterminasi tingkat kejenuhan atau saturasi air (*Water Saturation*). Semakin tinggi saturasi air maka resistiviti akan semakin rendah. *Prediksi Water Saturation*.

3.3 Sistem Petroleum

Didalam penelitian tentang sistem petroleum terdapat lima elemen dan proses yang sangat penting dalam sistem petroleum kelima elemen tersebut terdiri dari : batuan sumber (*source rock*), Migrasi, reservoir, batuan penutup (*seal*), dan perangkap (*trap*). Dan masing masing element tersebut melakukan prosesnya sebagai berikut: generasi, migrasi, akumulasi, preservasi, dan timing.

3.3.1 *Source Rock* (Batuan Sumber)

Source rocks adalah endapan sedimen yang mengandung bahan-bahan organik yang dapat menghasilkan minyak dan gas bumi (termatangkan) ketika endapan tersebut tertimbun dan terpanaskan oleh tekanan dan temperature tertentu, kemudian bermigrasi dan terakumulasi pada batuan berpori. Jenis batuan ini biasanya batuan serpih, yang mana terendapkan pada lingkungan dengan energi yang rendah dan kaya akan materi organik seperti pada lingkungan laut dan danau.

3.3.2 Migrasi

Migrasi adalah proses transportasi minyak dan gas dari batuan sumber menuju reservoir. Proses migrasi berawal dari migrasi primer (*primary migration*), yakni transportasi dari source rock ke reservoir secara langsung. Lalu diikuti oleh migrasi sekunder (*secondary migration*), yakni migrasi dalam batuan reservoir nya itu sendiri (dari reservoir bagian dalam ke reservoir bagian dangkal). Prinsip dasar identifikasi jalur-jalur migrasi hidrokarbon adalah dengan membuat peta reservoir. Kebalikannya dari air sungai di permukaan bumi, hidrokarbon akan melewati punggung (bukit-bukit) dari morfologi reservoir. Daerah yang teraliri hidrokarbon disebut dengan drainage area (analogi daerah aliran sungai di permukaan bumi). Jika perangkap tersebut telah terisi penuh (*fill to spill*) sampai spill point, maka hidrokarbon tersebut akan tumpah (*spill*) ke tempat yang lebih dangkal.

3.3.3 *Reservoir Rock*

Batuan reservoir adalah batuan yang mampu menyimpan dan mengalirkan hidrokarbon. Dengan kata lain batuan tersebut harus memiliki porositas dan permeabilitas. Jenis reservoir umumnya batu pasir dan batuan karbonat dengan porositas 15-30% (baik porositas primer maupun sekunder).

3.3.4 Seal

Seal adalah system batuan penyekat yang bersifat tidak permeable, batuan ini berada diatas dan disekitar batuan reservoir sehingga menghentikan migrasi hidrokarbon ketempat lain. Batuan ini memiliki nilai permeabilitas sekitar seperti batulempung/mudstone, anhydrite dan garam.

3.3.5 Perangkap (*Trap*)

Perangkap memiliki arti seolah olah hidrokarbon terjebak atau tersangkut dalam suatu keadaan sehingga tidak bisa lepas lagi (migrasi). Ada 3 jenis perangkap yang umum diketahui yaitu

1. Perangkap struktur

Perangkap ini merupakan perangkap yang terbentuk lapisan penyekat, dan lapisan reservoir yang mengakibatkan hidrokarbon terperangkap, disebabkan oleh adanya gejala-gejala tektonik, atau struktur misalnya berupa patahan atau lipatan. Perangkap struktur merupakan perangkap yang paling orisinil dan sampai saat ini merupakan perangkap yang paling penting.

2. Perangkap Stratigrafi

Perangkap stratigrafi adalah suatu istilah umum untuk perangkap yang terjadi karena berbagai variasi lateral dalam litologi suatu lapisan reservoir atau penghentian dalam kelanjutan penyaluran hidrokarbon dalam bumi. Konsepsi perangkap stratigrafi sebetulnya telah dikenal sejak ditemukannya akumulasi hidrokarbon yang dihubungkan dengan fasies, ketika itu orang sadar akan banyaknya perangkap yang tidak dapat ditemukan tanpa memanfaatkan pengetahuan geologi. Beberapa unsur utama perangkap stratigrafi:

1. Adanya perubahan sifat litologi dengan beberapa sifat reservoir ke satu atau beberapa arah sehingga merupakan penghalang permeabilitas
2. Adanya lapisan penutup / penyekat yang menghimpit lapisan reservoir tersebut ke arah atas atau arah pinggir
3. Kedudukan struktur lapisan reservoir yang sedemikian rupa sehingga dapat menjebak minyak yang naik.

3.4 Perhitungan Volumetrik

untuk melakukan perhitungan cadangan dilakukan untuk mengetahui variasi hasil persebaran dari perhitungan cadangan tersebut. Pemilihan skenario tersebut didasarkan pada ketersediaan data dan pendekatan hasil yang optimis hingga pesimis. Setelah mengetahui hasil perhitungan dari skenario-skenario tersebut digunakan untuk menganalisis faktor-faktor ketidakpastian dari perhitungan cadangan. Sehingga dapat menghasilkan rekomendasi maupun optimalisasi nilai keekonomian lapangan Barent untuk dilanjutkan melalui studi lanjutan.

3.4.1 Perhitungan GRV (*Gross Rock Volum*)

GRV (*Gross Rock Volume*) adalah volume total reservoir yang dibatasi oleh TOP reservoir, Base reservoir dan *Structural Spill Point* (SSP). Satuan GRV adalah meter kubik atau acre foot. *Structural Spill Point* sendiri adalah level sejauh mana hidrokarbon dapat mengisi reservoir sebelum akhirnya ‘tumpah’ ke tempat lain karena kontrol struktur.

3.4.2 Perhitungan STGIIP (*Stock Tank Gass initial in Place*)

Dilakukan untunk menghitung besar volume gas pada reservoir jika di produksi ke permukaan. Sebelum menentukan STGIIP ada beberapa parameter yang harus dicari: menentukan bulk volume, menentukan volume shale, menentukan nilai volume porositas total, menentukan Bg FVF (Formation Volume Factor). Kemudian memasukkannya kedalam persamaan :

$$\text{STGIIP} = \text{bulk volume} \times \text{Net/gross} \times \text{Porosity} \times (1-\text{SW})/\text{Bg} \quad (3.4)$$



BAB 4

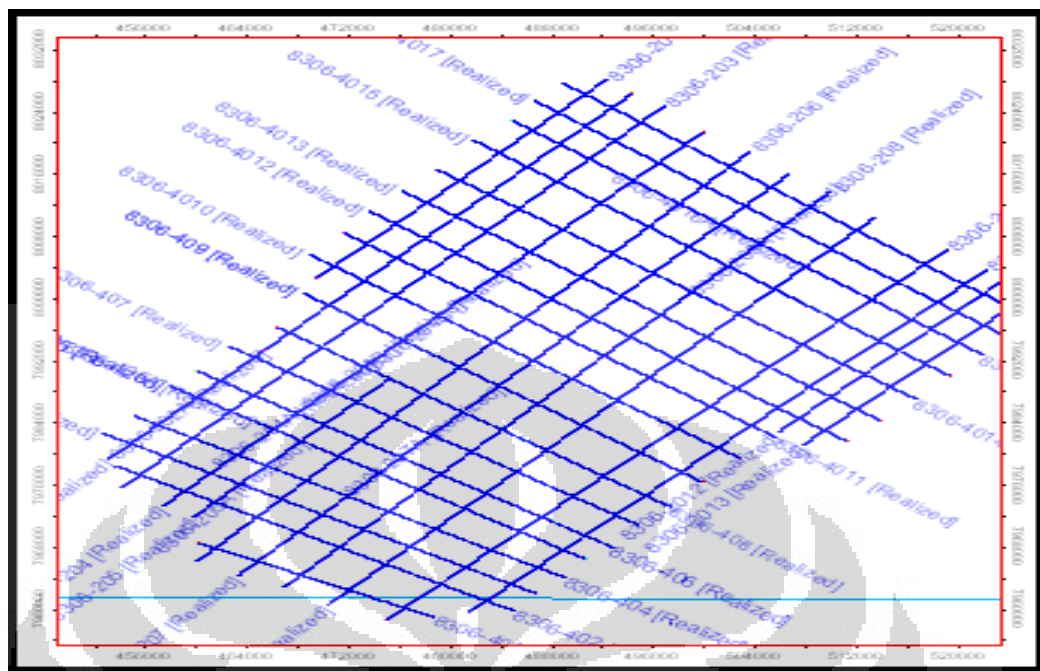
PERSIAPAN DAN PENGOLAHAN DATA

4.1 Persiapan Data

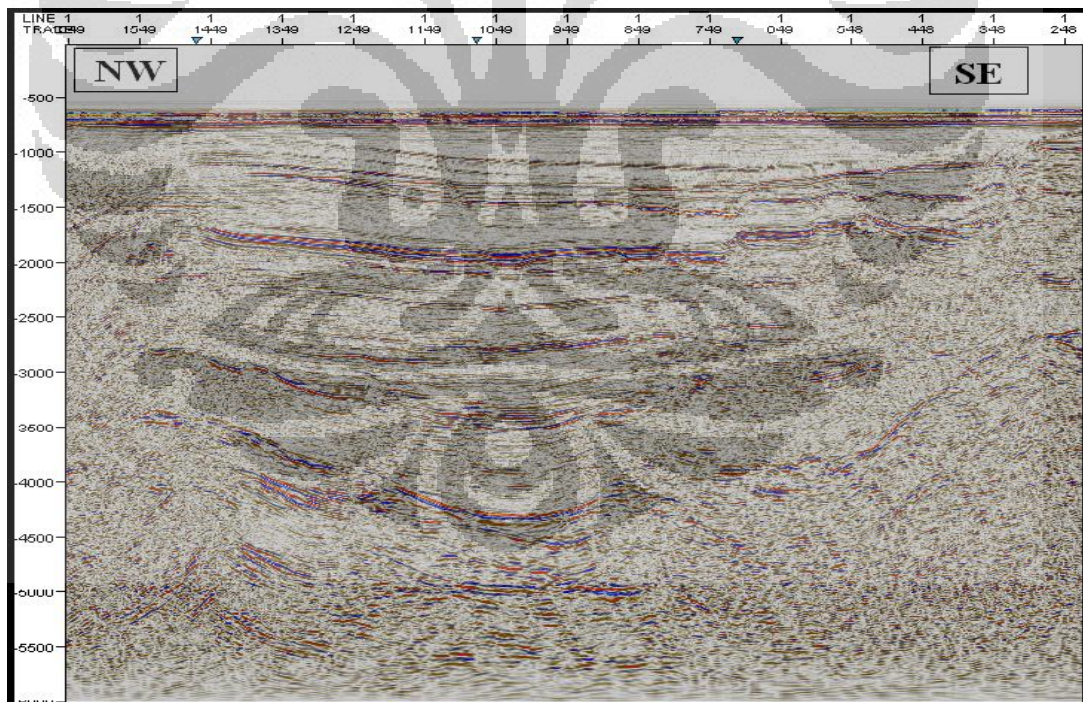
Pada studi ini langkah awal yang harus dilakukan adalah persiapan data. Data data yang digunakan pada studi ini berupa data seismik 2D, data sumur, dan didukung oleh data *check shoot* untuk mengkonversi domain waktu menjadi kedalaman. Ketersediaan dan kelengkapan data beserta parameter parameter yang dimiliki data tersebut akan sangat berpengaruh pada pengolahan dan hasil yang didapat pada studi ini. Berikut akan dijabarkan data yang akan dipakai.

4.1.1 Data Seismik 2D

Data seismik yang digunakan pada studi ini adalah data seismik 2D *post-stack time migration* (PSTM). Dengan jumlah lintasan sebanyak 42 lintasan. Data seismik 2D ini berasal dari lapangan laut barent yang terletak di Norwegia utara yang merupakan akuisisi data seismik pada tahapan eksplorasi, yang dilakukan dilaut (*offshore*). Secara umum data seismik pada daerah ini memiliki reflektor yang jelas namun hanya di beberapa *line section* terlihat adanya reflektor yang kurang jelas. Gambar 4.2 memperlihatkan struktur seperti patahan, antiklin dan sebagainya cukup jelas namun cukup kompleks sehingga cukup sulit dalam melakukan piking horison dan patahan dalam prosesnya. Gambar 4.1 memperlihatkan basemap 2D dari daerah penelitian, dan di sertakan juga contoh penampang seismik 2D pada **gambar 4.2**



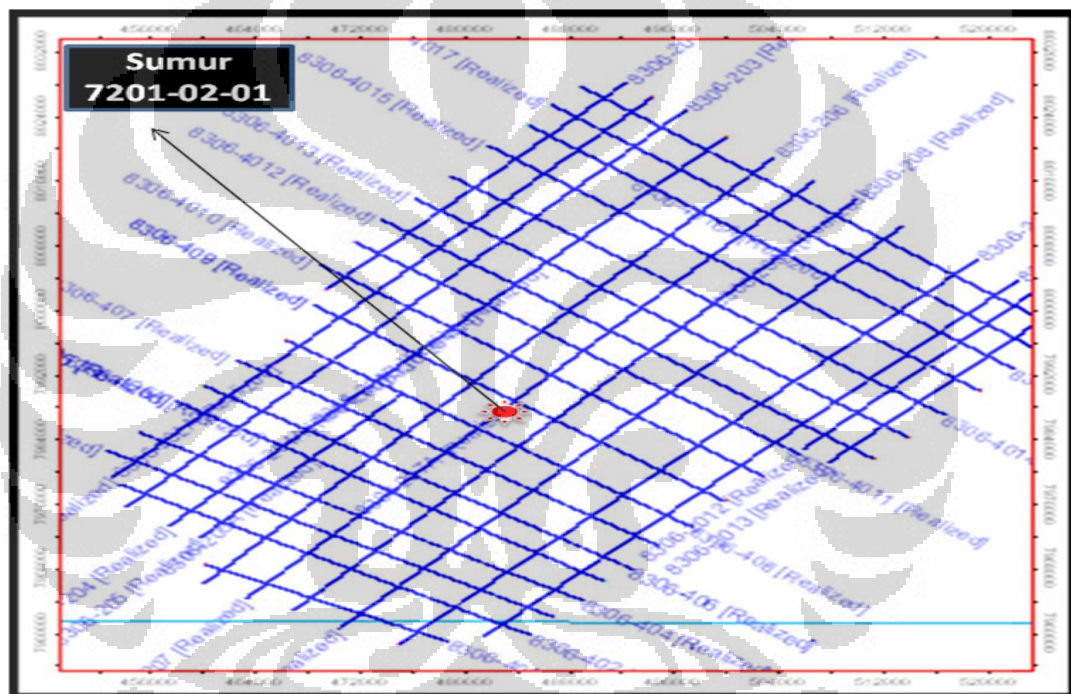
Gambar 4.1. Basemap 2D daerah penelitian



Gambar 4.2. Penampang seismik dalam tampilan 2D

4.1.2 Data Sumur

Pada studi kali ini digunakan dua sumur dengan distribusi yang cukup merata pada cakupan wilayah data seismik. Kedalaman sumur masing masing 2805.89 m, dan 3501.9 m. Data sumur berisikan log yang melengkapinya dan koordinat masing masing sumur beserta elevasi kelly bushing dari data log yang tersedia adalah: sonik, gamma ray, Neutron porositi, Resistiviti, Densitas.



Gambar 4.3. Posisi sumur terhadap wilayah survei seismik

4.1.3 Data Checkshot

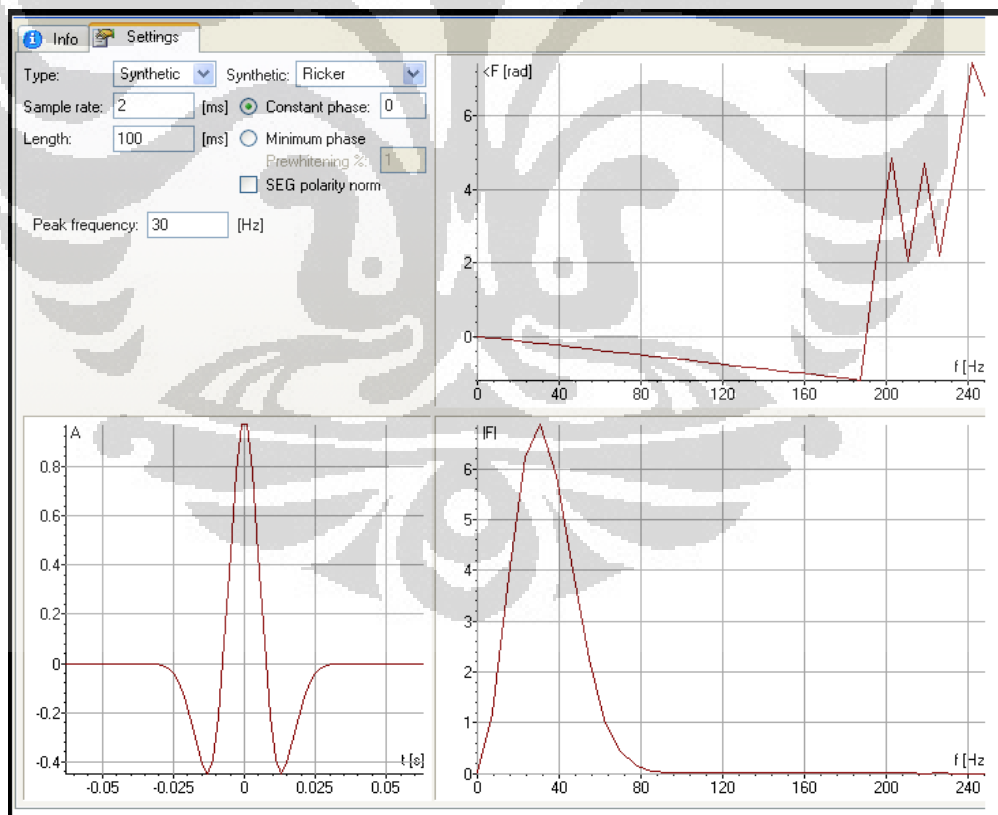
Data *checkshot* digunakan untuk konversi domain waktu ke domain kedalaman dan nantinya akan digunakan untuk mengikat data sumur terhadap data seismik pada saat *well-seismic tie*.

4.2 Pengolahan Data

4.2.1 Well Seismic Tie

Well-seismic tie merupakan proses pengikatan antara data sumur dalam domain waktu dengan data seismik dalam domain kedalaman, sehingga data *marker* dari sumur dapat dipastikan berada pada top sebenarnya pada data seismik yang masih dalam domain waktu yang nantinya digunakan untuk penentuan horison pada data seismik. Karena yang dirubah adalah domain data sumur, maka perlu dilakukan pembuatan sintetik seismogram pada masing sumur dengan menggunakan parameter parameter yang tersedia. Adapun tahapan tahapan yang dilakukan pada pembuatan seismik seismogram antara lain

1. Ekstraksi wavelet

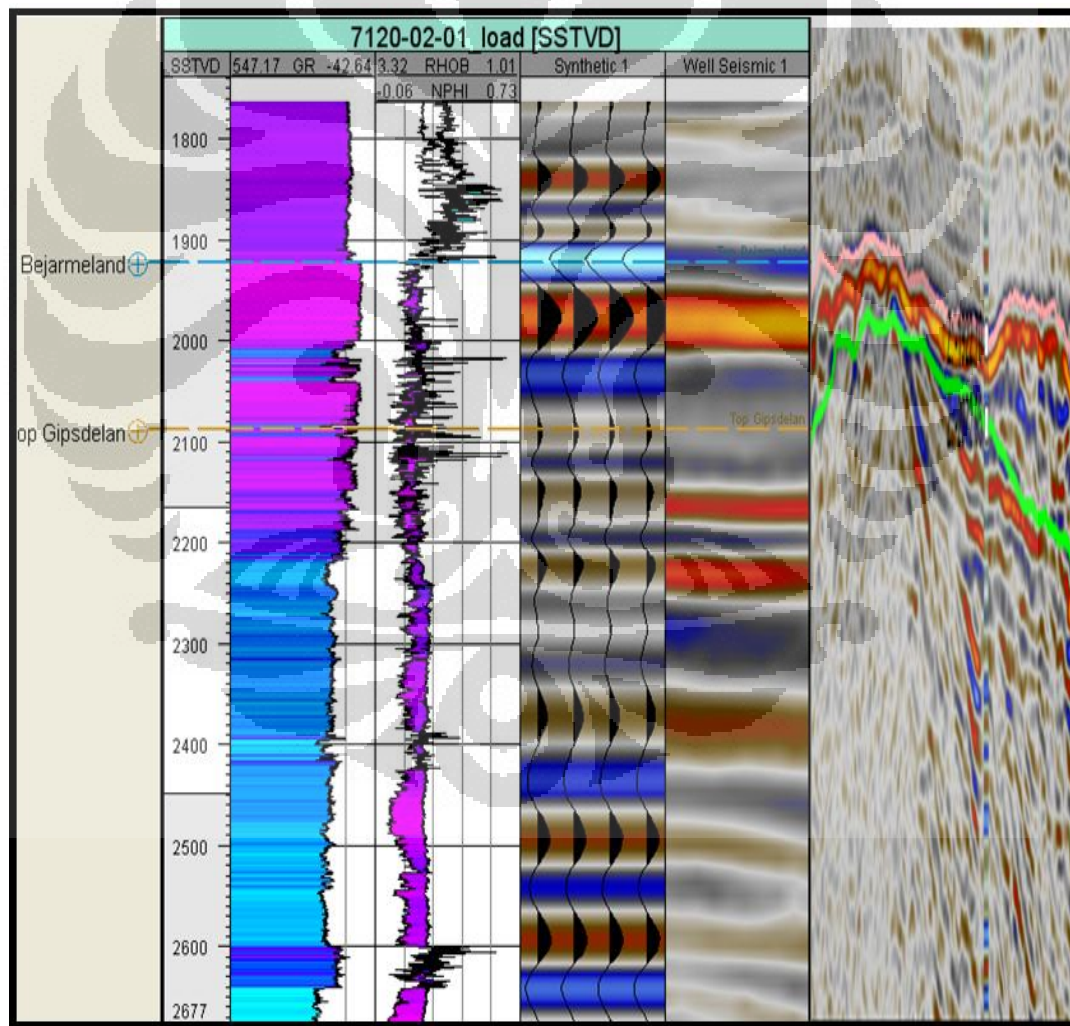


Gambar 4.4. Ekstraksi *wavelet*

Hal pertama yang harus dilakukan dalam proses well seismic tie adalah dengan membuat wavelet, pada studi ini wavelet yang digunakan adalah ricker *wavelet* dengan panjang *wavelet* 100 ms dengan frekuensi 30 Hz, fase yang digunakan adalah *zero phase* dan polaritasnya adalah polaritas normal.

2. Pembuatan seismogram sintetik

Setelah membuat model *wavelet*, langkah selanjutnya adalah melakukan pembuatan seismogram sintetik. Sintetik seismogram didapat dengan cara mengonvolusikan koefisien refleksi dengan *wavelet*.



Gambar 4.5. Seismgram sintetik dan *well seismic tie*

Agar proses *well seismic tie* menghasilkan data yang baik, maka perlu dilakukan proses *stretching*, *squeezing*, dan *shifting*. Hal ini dilakukan agar didapatkan hasil korelasi data sintetik seismogram dan data seismik riil yang bagus.

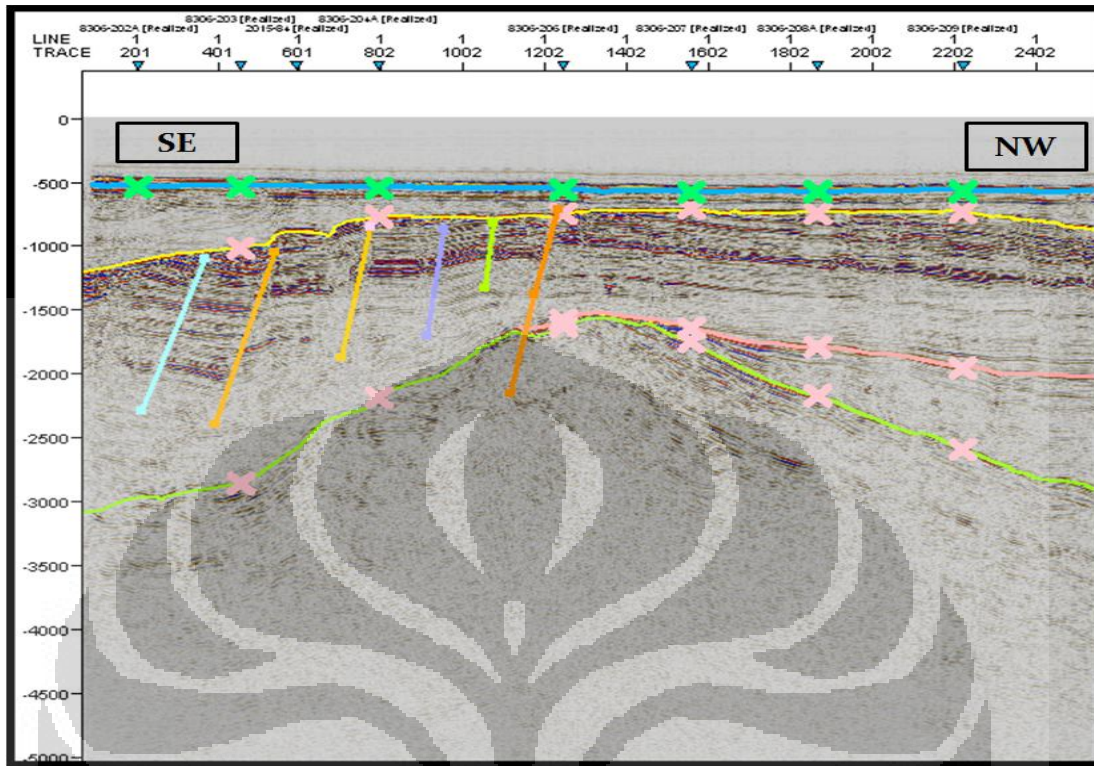
Shifting merupakan proses pemindahan seluruh komponen seismogram ke tempat yang diinginkan dengan cara menarik keatas atau kebawah sintetik seismogram. Perbedaan datum antara data seismik dan data sumur menyebabkan proses *shifting* dilakukan agar mendapat hasil yang baik.

Stretching dan *squeezing* adalah proses merenggangkan atau merapatkan tras seismik agar cocok dengan tras sintetik. Caranya adalah melakukan *stretch* atau *squeeze* amplitudo yang dekat dengan seismogram. Pada saat melakukan *stretching*, *squeezing*, dan *shifting*, data kedalaman marker geologi juga dapat dijadikan panduan agar tidak terjadi kesalahan dalam pencocokan data.

Stretch-squeeze memiliki batas toleransi pergeseran sekitar 10 ms. Apabila batas toleransi 10 ms terlewati maka akan terjadi *shifting* antar lapisan yang dapat mempengaruhi fasa dari data sumua

4.2.2 Picking Fault dan Horison

Dalam melakukan proses *picking* horison segala informasi tentang keadaan struktur geologi daerah penelitian meliputi daerah penyebaran batuan reservoir, arah ataupun jenis batuanya sangat dibutuhkan. Hal ini penting karena pada saat melakukan *picking* horison, kita diharuskan melakukan *picking* horison yang sama dan teratur di daerah yang memiliki struktur patahan atau sesar yang dapat mengakibatkan perbedaan waktu tempuh gelombang pada horison. Pada saat *picking* arah dan kecenderungan struktur harus benar benar diperhatikan agar mendapatkan hasil *picking* yang baik.



Gambar 4.6. Proses *picking* Horison dan Patahan

Picking horison ada baiknya berhenti pada bidang patahan terlebih dahulu. Agar kita dapat menentukan nilai sobekan yang diakibatkan perbedaan perpotongan horison seismik oleh bidang patahan. Sebelum melakukan *picking horizon*, sumur hasil *seismic-well tie* di tampilkan pada penampang seismik untuk mengetahui *horizon* yang akan dilakukan *picking*. Karena *wavelet* yang digunakan merupakan *zerophase*, maka proses *picking horizon* dilakukan pada *through* dari amplitudo seismik. *Line* yang pertama kali di lakukan *picking* adalah *line* yang berpotongan dengan sumur atau yang letaknya paling dekat dengan sumur, dan *line* tersebut dijadikan acuan untuk melakukan *picking horizon* pada *line* berikutnya.

Informasi mengenai keadaan struktur geologi daerah studi meliputi jenis dan arah penyebaran suatu batuan reservoir dibutuhkan dalam melakukan *picking horizon*. Hal ini penting karena adanya struktur sesar atau patahan dapat mengakibatkan perbedaan

waktu tempuh gelombang pada horison yang sama. Alasan tersebut juga mendasari dilakukannya *picking* sesar sebelum *picking* horison.

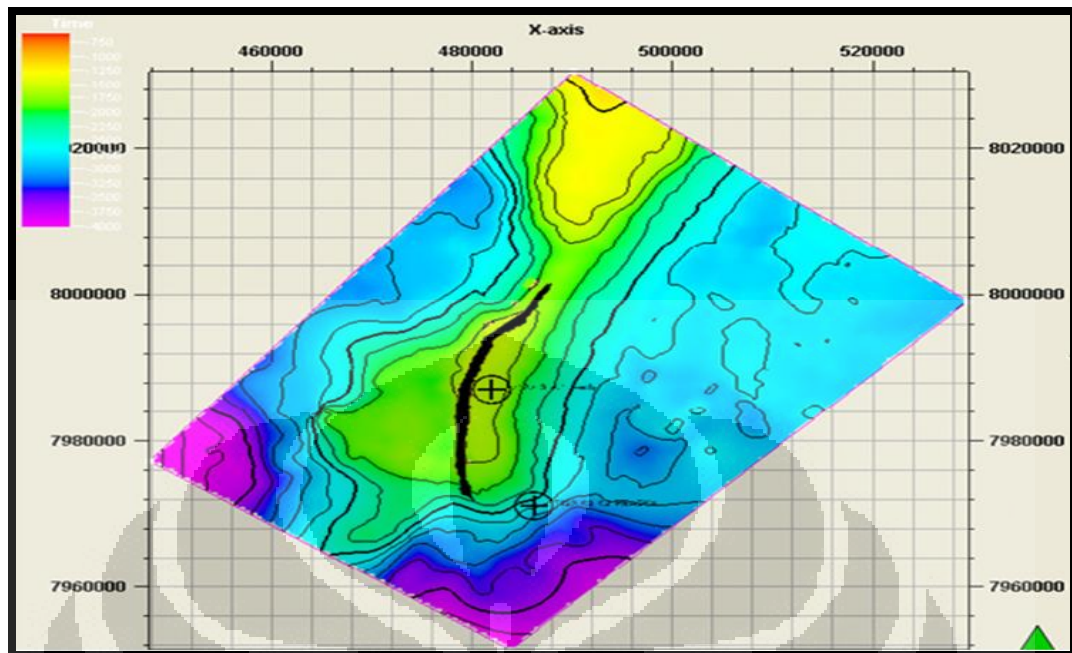
Dalam menginterpretasi sesar tadi, diperlukan pengetahuan tentang ciri ciri dari patahan atau sesar itu sendiri. Diantaranya adalah :

1. Diskontinuitas horison atau dislokasi kemenerusan refleksi horison secara tiba-tiba.
2. Perubahan kemiringan horison secara mendadak.
3. Terjadinya penebalan atau penipisan lapisan di antara dua horison.
4. *Fault shadow*, yaitu rusaknya data di zona tersesarkan.
5. Kuat atau lemahnya refleksi karena perbedaan densitas pada blok patahan.

Dari hasil *picking* horison dan interpretasi seismik, terlihat adanya *build-up* karbonat pada formasi gipsdelan dan terdapat satu patahan mayor yang menembus formasi triasik sampai pada formasi gipsdelan, patahan mayor tersebut merupakan jenis patahan normal, selain itu banyak ditemukan patahan patahan minor pada formasi triasik yang membentuk graben yang mana patahan minor ini merupakan jenis patahan normal

4.2.3 Pembuatan Peta Struktur Waktu

Pembuatan peta struktur waktu di dasarkan pada hasil dari piking patahan dan horison yang bertujuan untuk melihat permukaan dan struktur dari daerah penelitian, pada pembuatan peta struktur waktu permukaan seismik masih dalam domain waktu namun dari peta ini sudah dapat melakukan analisa dari bentuk permukaan dan patahan yang ada pada daerah studi.



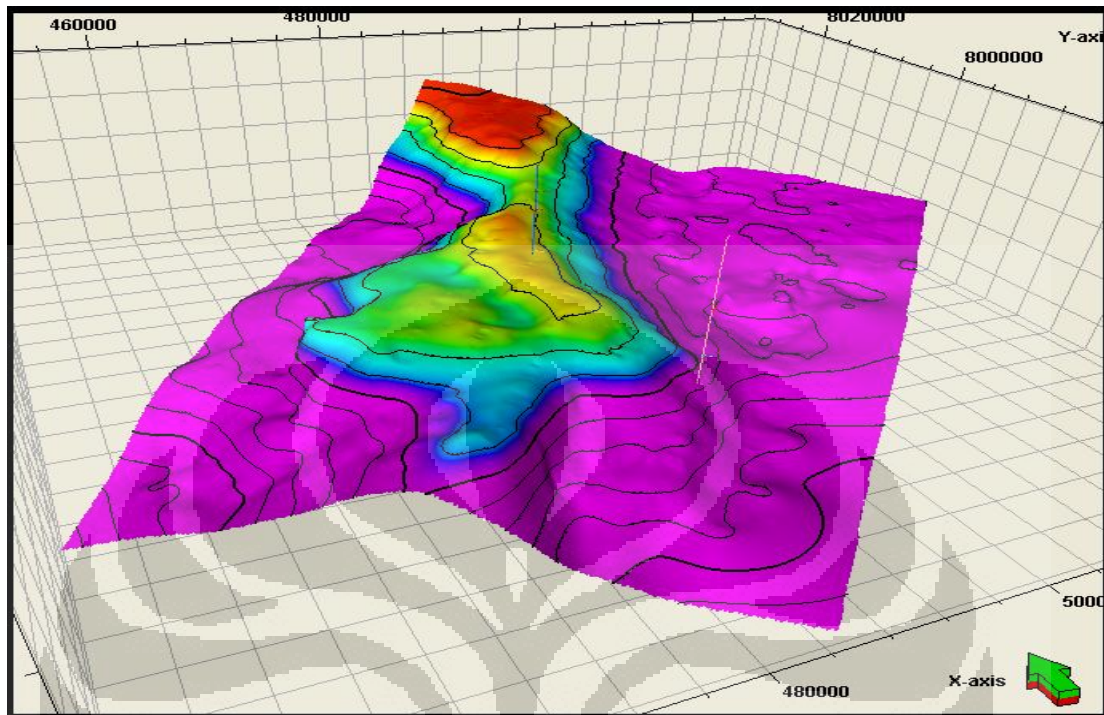
Gambar 4.7 Peta Struktur waktu pada formasi Gipsdalen

4.2.4 Pembuatan Model Kecepatan

Pembuatan model kecepatan ini didasarkan pada tujuan untuk melakukan estimasi besarnya volume reservoir secara kuantitatif, seismik yang masih dalam domain waktu harus diubah kedalam domain kedalaman sehingga dapat dengan mudah untuk menghitung besarnya bulk volum yaitu dengan mengalikan jarak antara titik puncak reservoir (closure) dan titik tumpah (spill point) dengan luas area prospek yang ditentukan dengan membuat polygon pada daerah yang dianggap prospek.

4.2.5 Pembuatan Peta Kedalaman

Pembuatan peta kedalaman dapat dilakukan setelah membuat model kecepatan yang dilanjutkan dengan konversi domain waktu ke domain kedalaman. Secara umum tampilan dari peta struktur kedalaman hampir sama dengan peta struktur waktu namun pembuatan peta struktur kedalaman penting dilakukan untuk melakukan perhitungan bulk volum untuk membantu dalam proses analisa prospek



Gambar 4.8 Peta struktur kedalaman formasi Gipsdalen format 3D

4.2.6 Kalkulasi Volumetrik

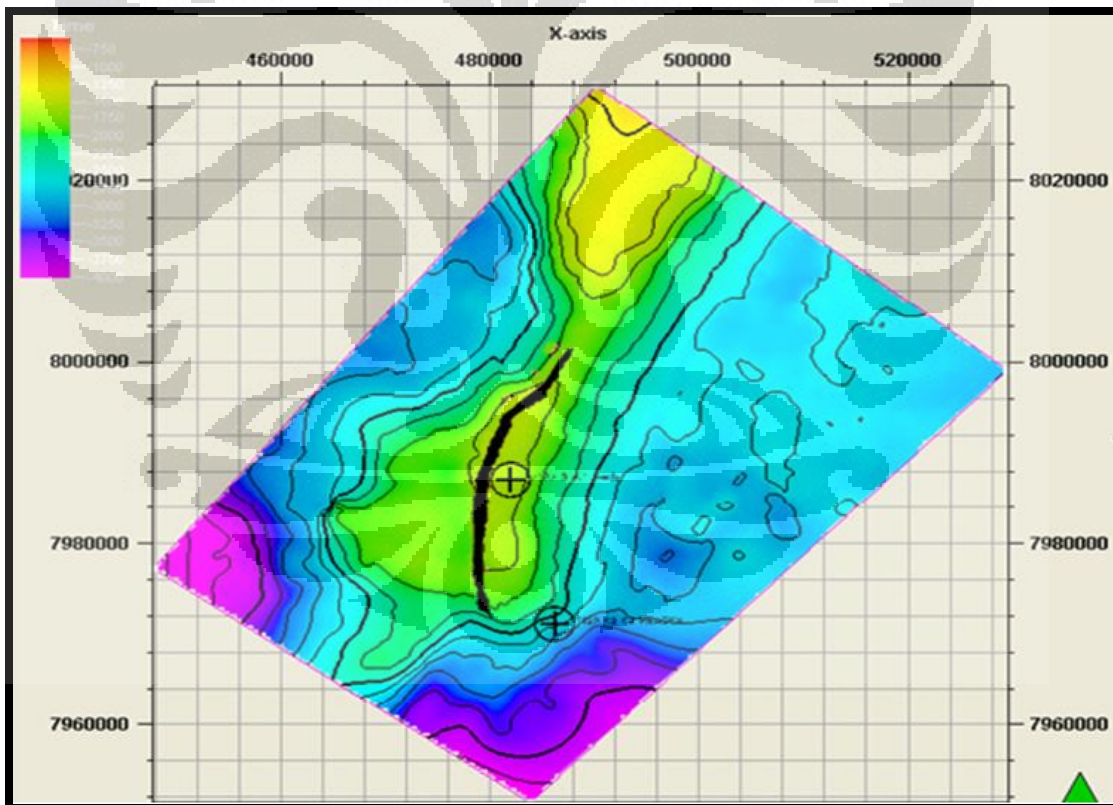
Kalkulasi volumetrik dilakukan untuk menghitung besarnya volume bulk, HCPV (Hydrocarbon) dan volume STGIP (*Stop Tank Gas In Place*). Yang mana sebelumnya harus dilakukan analisa log untuk menentukan nilai saturasi air, dan porositas total.

Perhitungan *bulk* volume dilakukan setelah pembuatan peta struktur kedalaman, dari peta struktur kedalaman dapat dilakukan identifikasi mana saja zona yang menjadi prospek, dalam perhitungan GRV (*Gross Rock Volume*) ada beberapa parameter yang diperlukan : yaitu crest (*top reservoir*), *spill point* (titik tumpah) dan pembuat polygon luas zona yang dianggap sebagai prospek. Setelah mendapatkan Bulk Volume langkah selanjutnya adalah menentukan besarnya STGIP (*Stop Tank Gas In Place*)

BAB 5 HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1 Analisa Peta Struktur Waktu

Dari hasil *picking horizon* dapat dibuat peta *time structure* yang mana peta ini menggambarkan keadaan dari struktur *top reservoir* yang merupakan hasil interpretasi sebelumnya pada **Gambar 5.1** merupakan tampilan dari top formasi Gipsdalen yang mana terlihat adanya antiklin dan cekungan di beberapa bagian, bagian yang berwarna hijau dan kuning merupakan antiklin yang berada pada masa pertengahan Karboneferous dan awal Permian yang merupakan potensi reservoir yang berupa karbonat.

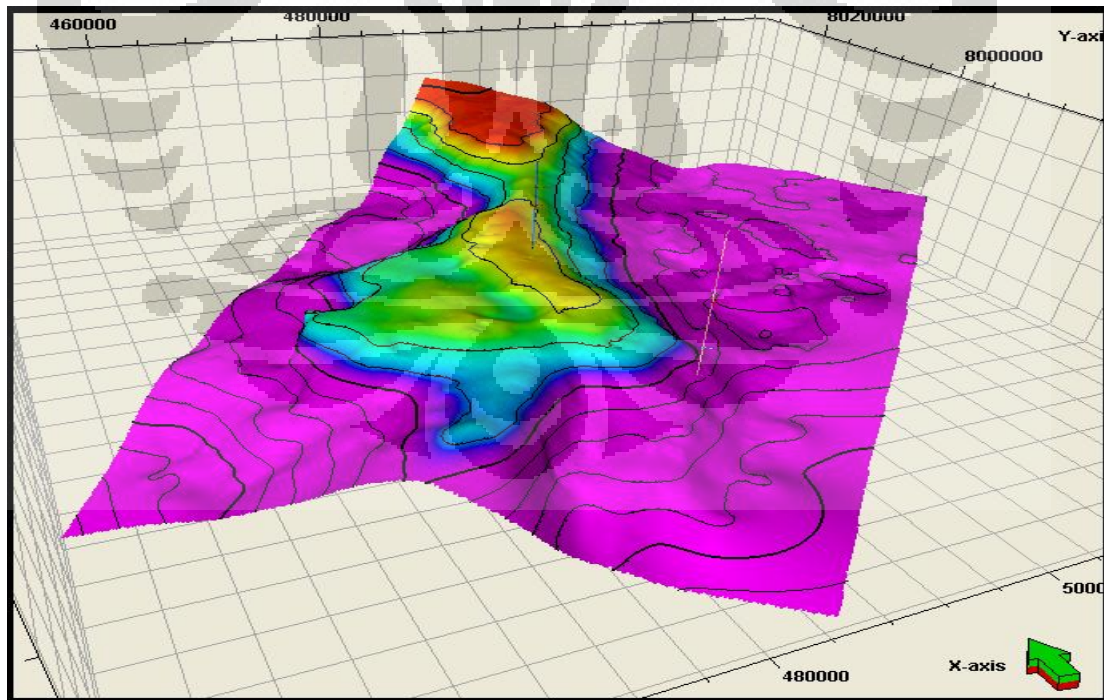


Gambar 5.1. Peta time struktur Formasi bjarmellend dalam bentuk 2D

Pada peta struktur waktu juga dapat dilihat adanya patahan utama yang mengarah dari barat daya ke timur laut, terlihat juga adanya patahan utama yang membagi antiklin menjadi dua bagian sehingga terdapat dua prospek dalam satu antiklin.

5.2 Analisa Peta Struktur Kedalaman

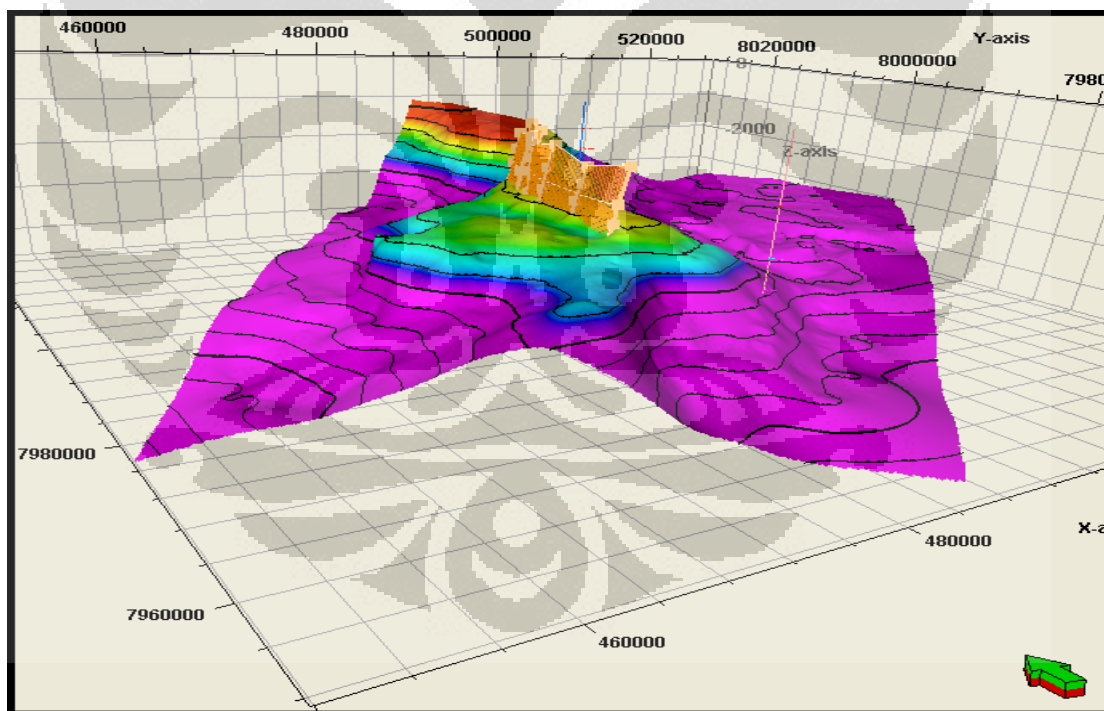
Setelah merubah seismik dari domain waktu ke domain kedalaman barulah dapat membuat peta struktur kedalaman. Dibawah ini merupakan tampilan tiga dimensi dari peta struktur kedalaman, terlihat adanya antiklin dari arah tenggara ke timur laut terlihat adanya dua antiklin yang saling berhubungan, yang mana salah satu dari antiklinnya yaitu yang terletak di tenggara terdapat adanya patahan mayor yang membelah antiklin menjadi dua bagian, masing masing bagian merupakan prospek dari reservoir, sementara antiklin yang berada di sebelah timur laut terlihat terpotong akibat terbatasnya luasan daerah yang menjadi tempat penelitian yang berdampak pada bentukan *closure* yang tidak tertutup sehingga tidak dapat dikategorikan sebagai zona prospek reservoir.



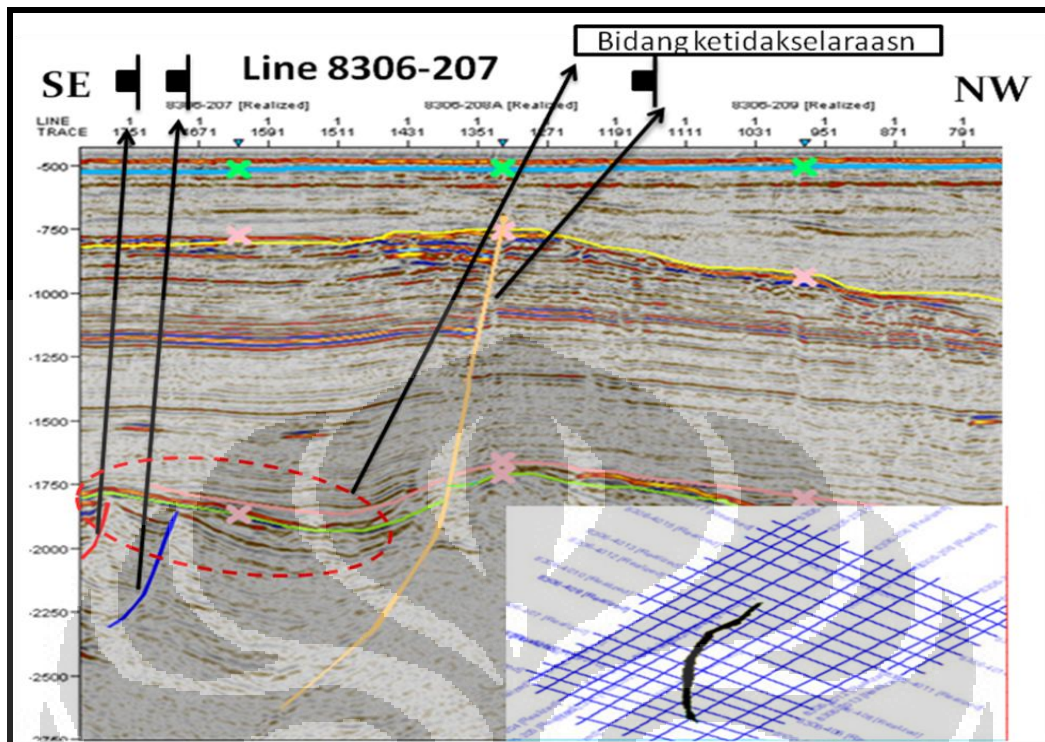
Gambar 5.2. Peta struktur kedalaman formasi Gipsdalen

5.3 Analisa Model Patahan

Wilayah laut Barent terbentuk oleh aktivitas tektonik dan dipengaruhi oleh beberapa fase tektonik sejak pergerakan Caledonian orogenik berhenti pada zaman awal Devonian. Pada bagian utara wilayahnya didominasi oleh arah timur laut kearah barat daya yang didefinisikan sebagai patahan utama kompleks yang mengelilingi basin Nordknapp dan Haammerfest. Arah ini sejajar dengan wilayah lainnya dibagian utara yang ditunjukkan pada Vaslemoy high dan patahan kompleks yang memisahkan basin Loppa High dan Bjornoya. Pada bagian barat laut Barent merupakan wilayah yang memiliki aktivitas tektonik yang tinggi yang berada pada masa Mesozoic dan Cenozoic. Perbedaan yang mencolok pada bagian timur dan timur laut yang didominasi pada masa akhir Carboniferous dengan lempeng yang relatif stabil dengan sedikit aktivitas tektonik.



Gambar 5.3. Tampilan 3D Model Patahan



Gambar 5.4. Tampilan 2D Model Patahan pada line NH8306-406

Pada tampilan 2D terdapat satu patahan mayor yang besar menembus 3 top formasi yaitu top formasi Triassic, Bjarmalend, dan Gipsdelan, yang mana menunjukkan patahan mulai terbentuk pada masa Permian dan berakhir pada masa awal Triassic. **Gambar 5.4** menunjukkan bahwa patahan ini merupakan jenis patahan turun atau patahan normal dari tampilan peta struktur kedalaman terlihat patahan ini menerus dari arah barat daya ke timur laut, yang membagi antiklin pada formasi gipsdelan menjadi 2 bagian.

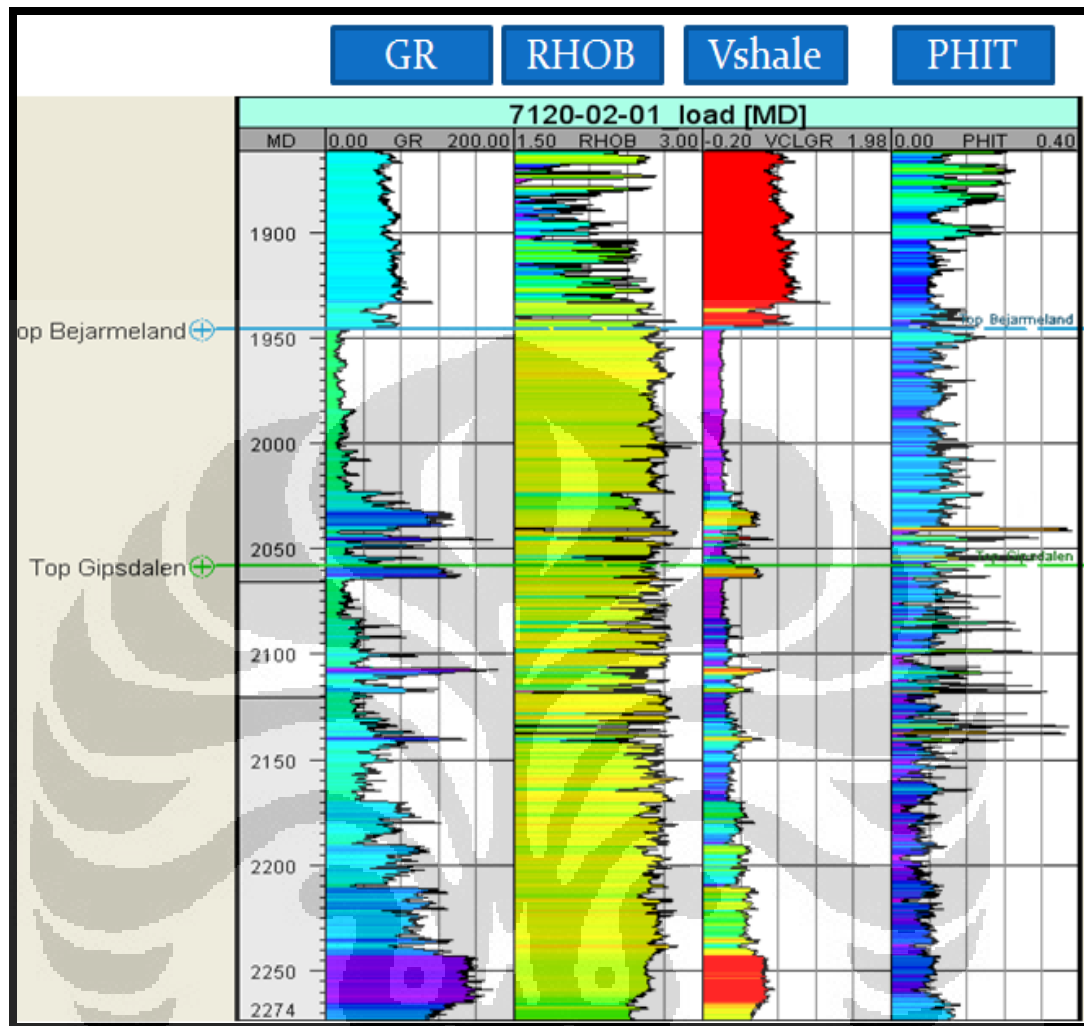
Pada lingkaran yang berwarna merah menunjukkan adanya bidang ketidakselarasan yang berada pada formasi Gipsdelan, dan Bjarmalend. Terlihat adanya beberapa proses kejadian geologi pada daerah tersebut. Carbonat dapat berkembang pada laut dangkal dan masih terlihat sinar matahari, karbonat pada studi ini terlihat sangat besar dan berkembang sangat baik. Ini hanya akan terjadi jika input sedimen dari darat jumlahnya sedikit sedikit, dan kenaikan muka air laut yang tidak terlalu tinggi dengan durasi waktu yang relatif cepat.

Karbonat yang tumbuh dan berkembang besar mendapatkan aktivitas tektonik, berupa gaya ekstensi berupa *rifting* yang mengakibatkan adanya banyak patahan normal pada formasi tersebut, setelah terjadi sesar turun kemudian terjadi pengangkatan pada karbonat yang mengakibatkan karbonat disatu sisi tererosi sedangkan disisi lain terendapkan yang terlihat dengan adanya *pinch out* pada formasi tersebut, dimungkinkan lapisan Bjarmeland merupakan limestone yang terbentuk akibat erosi dari batuan karbonat utama pada formasi Gipsdelan. Yang mana kejadian ini dimungkinkan terjadi pada masa devonian, kemudian terjadi kenaikan permukaan air laut secara maksimum (*maksimum flooding surface*), sedangkan asupan sedimentasi perlahan bertambah, dan energi yang lebih rendah mengakibatkan sejumlah *shale* yang tebal pada formasi tersebut.

5.4 Analisa Log

Log menggambarkan data yang diperlukan untuk mengevaluasi secara kuantitas banyaknya hidrokarbon lapisan pada situasi dan kondisi yang sesungguhnya. Kurva log memberikan informasi yang cukup tentang sifat batuan dan fluida. Sifat sifat yang penting untuk analisa log adalah: Porositas, kejenuhan air, gamma ray, dll. Dengan beberapa parameter tersebut banyaknya kandungan hidrokarbon dilapisan formasi dapat dihitung.

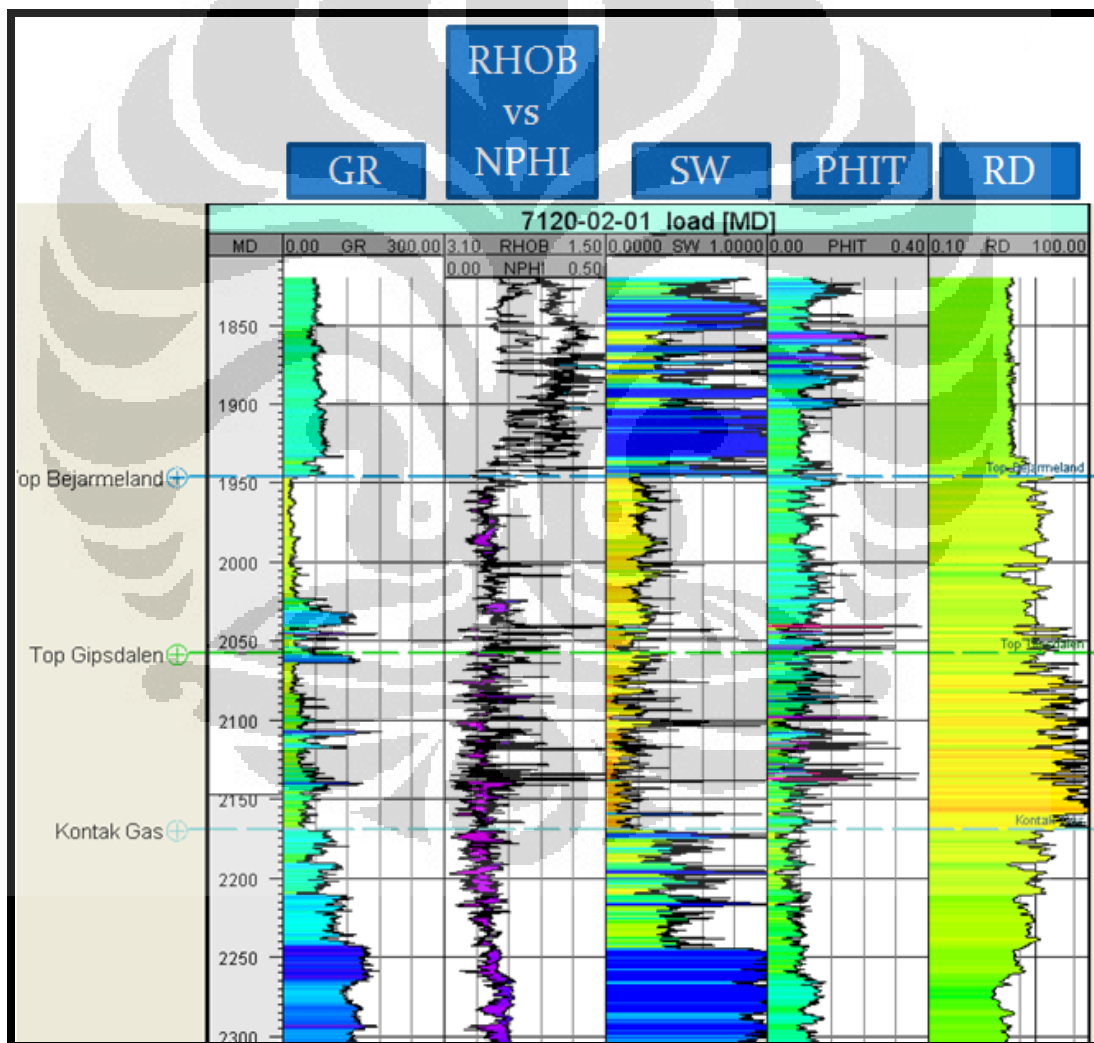
Pada **Gambar 5.5** menunjukkan beberapa kurva log untuk melakukan identifikasi litologi daerah studi, terdapat empat kurva yang penting untuk melakukan identifikasi litologi yaitu kurva gamma ray berguna untuk membedakan batuan shale dan nonshale, yang kedua adalah kurva RHOB yang menggambarkan kerapatan batuan, yang ketiga adalah kurva *Volume Shale (Vshale)* yang menunjukkan besarnya *Vshale* pada batuan, yang ketiga adalah kurva PHIT yang menunjukkan nilai porositas total yang menunjukkan besarnya volume porositas pada batuan reservoir.



Gambar 5.5 Kurva log untuk identifikasi litologi

Terlihat nilai kurva gamma ray yang rendah pada top formasi Gipsdalen dan Bjarmalend yang menunjukkan batuan pada formasi tersebut adalah non-shale yang bisa menjadikan batuan tersebut potensi reservoir, terdapat juga nilai kurva RHOB yang tinggi menunjukkan batuan *non-shale* yang memiliki densitas cukup tinggi, ini menunjukkan bahwa batuan *non-shale* tersebut adalah karbonat karena nilai densitasnya yang tinggi. Selain itu terlihat nilai kurva PHIT yang tinggi menunjukkan porositas dari batuan tersebut cukup baik sehingga dapat menjadi tempat bagi hidrokarbon, selain itu didukung dengan nilai kurva *Vshale* yang rendah menunjukkan bahwa pada batuan tersebut sangat sedikit mengandung *shale* yang *impermeable* dan dapat mengurangi nilai porositas batuan.

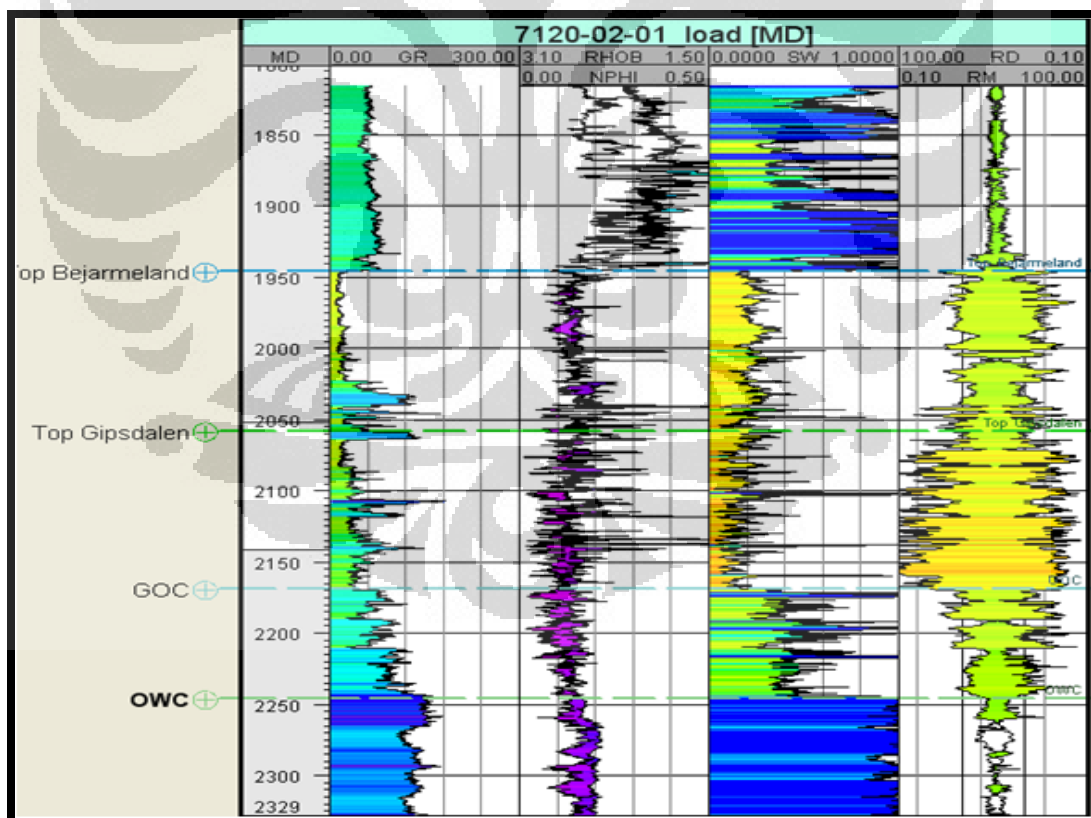
Dari ke empat kurva diatas dapat diidentifikasi bahwa batuan pada formasi top Bjarmeland dan Gipsdalen merupakan batuan karbonat yang memiliki nilai porositas dan permeabilitas baik dan merupakan jenis dari batuan yang berpotensi menjadi reservoir hidrokarbon. Dari data sumur dan dukunga dari stratigrafi dapat diidentifikasi bahwa batuan pada top formasi gipsdalen merupakan build-up karbonat yang tumbuh pada masa Permian, sedangkan formasi Bjarmeland merupakan jenis batuan *limestone* yang merupakan hasil sedimentasi dari erosi *build-up* karbonat pada top formasi Gipsdalen.



Gambar 5.6 Penentuan batas kontak fluida hidrokarbon dengan kurva log

Kontak fluida merupakan bidang batas antara fluida misalnya antara gas dengan air, minyak dengan air, atau antara gas dengan minyak. Penentuan batas kontak ini bertujuan untuk menentukan batas bawah dari reservoir atau digunakan sebagai spill point yang mana jarak antara top formasi dan batas kontak merupakan ketinggian sehingga dapat digunakan kalkulasi volumetrik untuk menentukan besarnya volume reservoir.

Terdapat beberapa kurva log yang digunakan dalam penentuan batas kontak antara lain: kurva Gamma Ray, RHOB, NPHI, PHIT, RD. Dalam menentukan batas kontak kurva yang harus di perhatikan adalah kurva Resitiviti Deep (RD) dimana nilai resistivitas akan tinggi pada saat bertemu dengan batuan yang mengandung gas dan secara drastis akan mengalami penurunan pada batuan yang berisi fluida lain selain gas.



Gambar 5.7 Kurva log untuk identifikasi jenis fluida hidrokarbon

Dalam menentukan jenis fluida hidrokarbon dengan menggunakan data log diperlukan kurva log antara lain Gamm Ray, PHIT, RHOB, NPHI, SW, RD, dan MSFL. kurva Gamma Ray hanya bertujuan untuk menunjukkan formasi merupakan jenis batuan *non-shale* yang merupakan potensi reservoir, *cross over* kurva RHOB, dan NPHI dilakukan untuk melihat jenis fluida dengan melihat besar sparasi dari kurva tersebut, jika sparasinya besar merupakan indikasi adanya hidrokarbon, jika tidak ada separasi merupakan identifikasi air, kurva *Saturation Water* (SW) menunjukkan besarnya saturasi air pada formasi batuan jika SW besar maka kandungan airnya banyak, jika SW kecil maka kandungan airnya sedikit, hidrokarbon memiliki nilai SW yang rendah. *Cross over* kurva RD dan MSFL dilakukan untuk melihat besar separasi kedua kurva tersebut, jika terjadi sparasi kemungkinan terdapat fluida hidrokarbon, namun jika tidak terjadi separasi kemungkinan fluida berisi air.

Terlihat nilai saturasi air yang sangat rendah dengan rata-rata 26,86% pada Top formasi Gipsdalen sampai GOC (*gas oil contact*) **Gambar 5.6** yang merupakan indikasi gas, didukung dengan adanya separasi yang besar pada kurva RD dan MSFL, selain itu diperkuat lagi dengan adanya separasi kurva NPHI, dan RHOB.

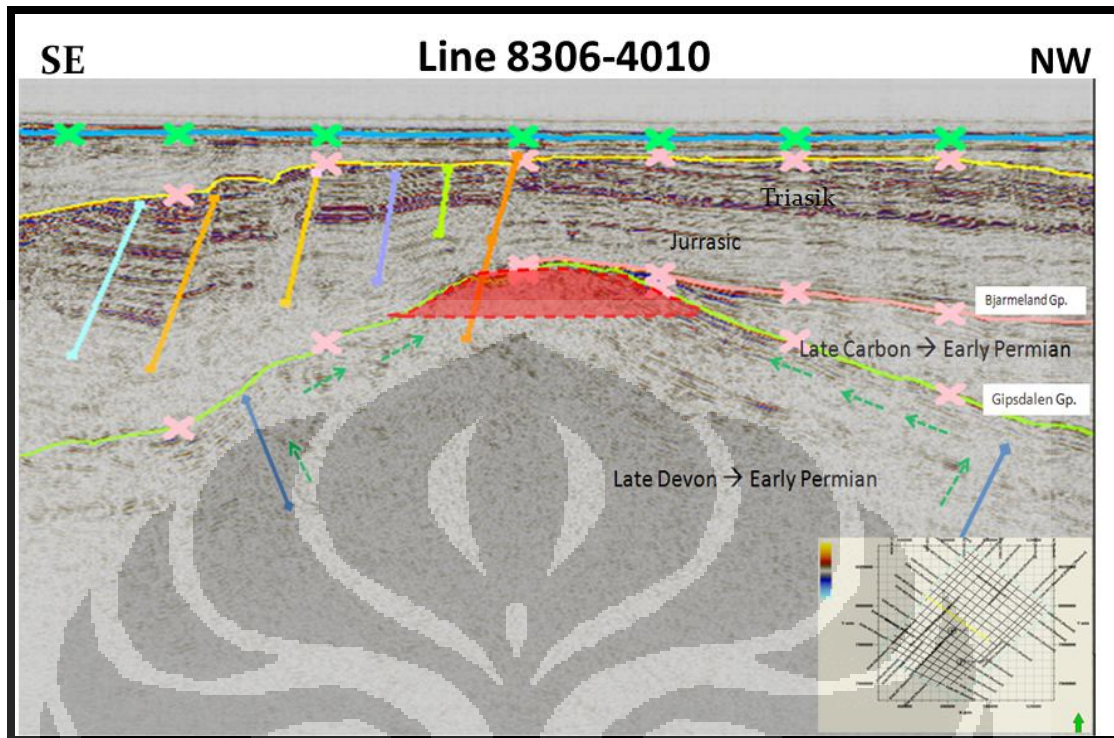
Dibawah GOC (*gas oil cantact*) sampai GWC terlihat nilai rata-rata saturasi air sebesar 47.12% yang merupakan indikasi minyak yang juga didukung oleh hasil cross over kurva RD dan MSFL serta cross over kurva NPHI dan RHOB. Sementara dibawah GWC (*gas water contact*) terlihat nilai saturasi air yang sangat besar hampir mendekati 1 yang merupakan indikasi dari air.

5.5 Analisa Sistem Petroleum

Sampai saat ini formasi Triassic ini merupakan salah satu potensi reservoir pada wilayah laut Barent. Batuannya terbentuk pada masa awal Jurassic dan menengah, reservoirnya berupa batu pasir yang tebal yang relatif tebal yang menjadi harapan akan adanya reservoir yang baik. tipe perangkap yang telah dibuktikan pada formasi ini merupakan hasil bentukan dari patahan normal, namun ada beberapa yang menganggap dan berhasil memetakan sejumlah perangkap stratigrafi dan siap untuk dilakukan pengeboran. Dibawah formasi Triassic terdapat formasi jurassik yang merupakan dominasi dari *clay* yang sangat tebal yang terjadi akibat adanya kenaikan muka laut sementara asupan sedimentasinya sangat sedikit, formasi ini berpotensi sebagai *clay cap* (batuan penutup).

Tepat dibawah formasi Jurassic terdapat formasi Bjarmelan yang merupakan dominasi limestone yang terbentuk akibat adanya sedimentasi dari hasil erosi *build-up* karbonat, batuan ini mengalami desakan dari build-up karbonat sehingga mengalami penipisan pada lapisan yang tepat berada atas karbonat. batuan ini merupakan batuan reservoir yang diduga terisi gas dari hasil identifikasi dengan menggunakan analisa data log.

Formasi gipsdelan merupakan *build-up* karbonat yang besar yang merupakan batuan reservoir utama, cukup banyaknya aktivitas tektonik mengakibatkan banyaknya struktur seperti patahan dan lipatan yang mana merupakan unsur utama dari jebakan pada wilayah studi, akibat adanya gaya ekstensional pada wilayah studi mengakibatkan banyaknya patahan normal yang merupakan unsur utama pembentuk jebakan selain itu juga patahan ini merupakan jalur migrasi (*leaking fault*) dari batuan sumber keresevoir yang merupakan migrasi primer. Sementara batuan sumber pada wilayah studi merupakan batuan lempung yang dimungkinkan berada dibawah formasi Gipsdelan yang terbentuk pada masa devonian.

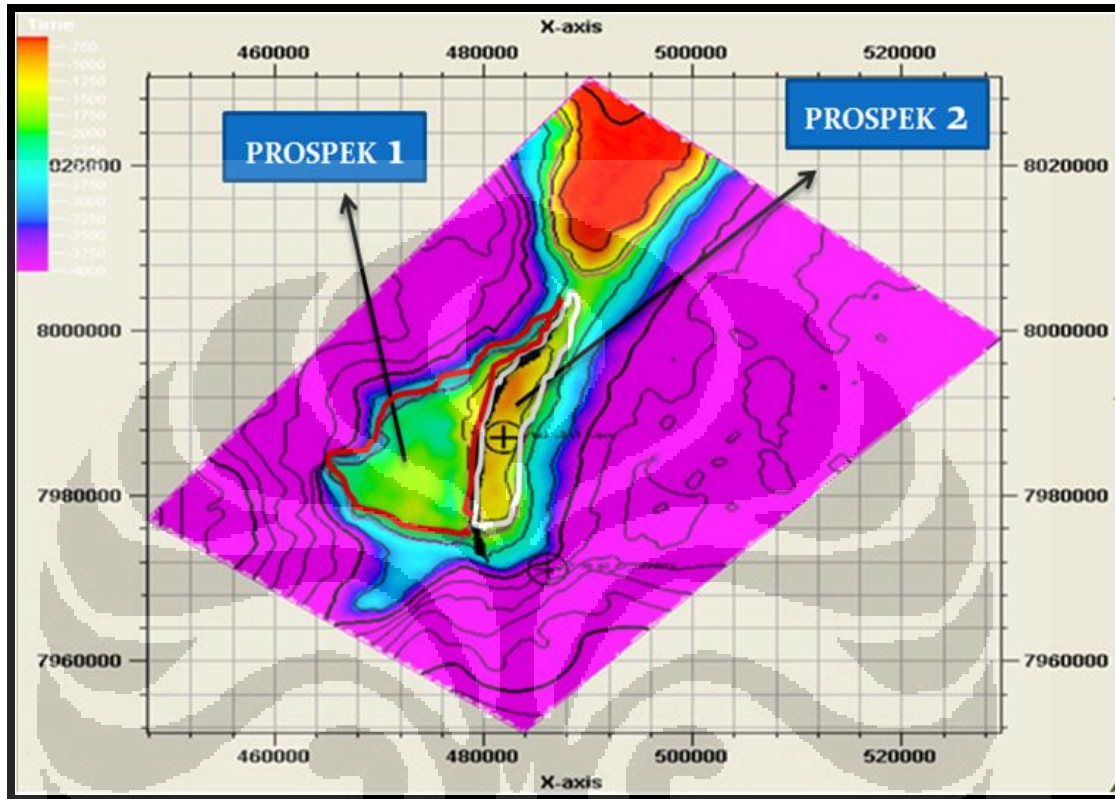


Gambar 5.8 Sistem petroleum pada wilayah studi

5.6 Analisa Prospek

Pada studi ini prospek hanya difokuskan pada formasi Gipsdalen yang mana merupakan dominasi dari batuan karbonat yang terbentuk pada masa akhir Carboniferous sampai masa awal Permian. Dikarenakan formasi ini terdiri atas batuan karbonat yang sangat berpotensi sebagai reservoar hidrokarbon dan didukung oleh banyaknya control patahan yang sangat berfungsi sebagai pembentuk jebakan struktur dan sebagai jalan migrasi, selain itu formasi ini juga merupakan formasi yang nilai resiko pengeborannya cukup tinggi diakibatkan kurangnya data dan informasi yang mampu memastikan adanya patahan, batuan sumber, dan lempung yang terbentuk pada formasi ini. Dari hasil peta struktur kedalaman didapat adanya antiklin atau tinggian yang mengarah dari barat daya ke timur laut terlihat adanya dua antiklin yang saling terhubung, antiklin pertama adalah yang disebelah timur laut dan antiklin yang kedua terletak di barat daya, namun antiklin yang terletak ditimur

laut tidak memiliki tutupan karena keterbatasan data seismik yang ada sehingga disimpulkan hanya terdapat 1 antiklin saja yang tertutup.



Gambar 5.9. Peta struktur kedalaman yang menunjukkan adanya wilayah prospek dan *polygon* dari luas area masing-masing prospek

Adanya patahan utama yang mengarah dari arah barat daya ke timur laut yang membagi *closure* menjadi dua kompartemen yang membuatnya menjadi dua prospek reservoir.

Setelah didapatkan nilai kontak dan penentuan luas wilayah prospek dengan menggunakan *polygon* maka dilakukanlah perhitungan volumetrik untuk menghitung GRV (*gross rock volume*) yang mana merupakan total volum batuan reservoir. Lalu menghitung besarnya *Nett to Gross* yang merupakan volume dari batuan *permeable* saja, karena bulk volumenya telah dikurangi dengan volume batuan impermeabel. Setelah ini menentukan nilai porositas total dengan menggunakan kurva NPHI. Dan

menentukan nilai SW dengan menggunakan kurva resistiviti. Lalu dengan menggunakan persamaan :

$$STGIP = \text{bulk volume} * \text{Net/gross} * \text{Porosity} * (1 - SW) / Bg \quad (5.1)$$

Akan didapatkan besarnya STGIP (*Stop Tank Gas in Place*), yang merupakan besarnya volume gas resource pada prospek reservoir. **Tabel 5.1** adalah nilai bulk volume dan STGIP (*Stop Tank Gas in Place*) yang didapat dari hasil perhitungan volumetrik. Dari **Tabel 5.1** menunjukkan bahwa wilayah prospek 2 memiliki *resource* gas lebih besar dari prospek 1.

Tabel 5.1 Nilai luas area dan bulk volume pada masing masing prospek

ROSPEK	BULK VOLUME (m ³)	STGIP (cf)
Prospek 1	501.849.10 ⁶	8.109977.10 ⁶
Prospek 2	545.797.10 ⁶	8.820155 .10 ⁶

BAB 6

KESIMPULAN

Kesimpulan

1. Terdapat tiga horison yang menjadi potensi reservoir yaitu Top Jurasik, top Bjarmeland, top Gipsdelan. Namun hanya top formasi Gipsdelan yang menjadi studi untuk dilakukan evaluasi prospek.
2. Terdapat satu patahan utama normal yang mengarah dari barat daya ke timur laut yang membagi satu *closure* menjadi dua kompartemen yang berpotensi sebagai prospek reservoir.
3. Berdasarkan hasil interpretasi identifikasi *lead* dan prospek, terdapat dua prospek pada top formasi Gipsdelan yang merupakan jenis batuan karbonat.
4. Berdasarkan kalkulasi volumetrik didapatkan nilai *bulk volume* sebesar $1,849 \times 10^6 \text{m}^3$ dengan STGIP $8,109977 \times 10^6 \text{CF}$ pada prospek 1 dan *bulk volume* sebesar $545,797 \times 10^6 \text{m}^3$ dengan STGIP $8,820155 \times 10^6 \text{CF}$ pada prospek 2.

DAFTAR ACUAN

- R.M Larsen., T. Fjaeran., Skarpnes. O, 1993 *Hydrocarbon Potensial of the Norwegian Barents sea Based on Recent Well Result*
- Dore. A.G. 1993 *Berents Sea Geology, Petroleum Resource and Commercial Potensial*
- Gabrielsen. H.R., Fearseth. R.B., Jensen L.N., Kalheim. J.E., Riss Fridtjof. *Struktural Elements of the Norwegian Continental Shelf. Part I The Barent Sea Region*
- Blendinger. W., Bowlin. B. Zijp. F.R., Darke. G., Ekroll. M. 1997 *Carbonate Buildup Flank Deposit: an Example From the Permian (Barents Sea, Norethern Norway) Challenges Classical Facies Model*
- Harland, W.B. and Dowdeswell, EK. (Editors), 1988. *Geological Evaluation of the Barent Shelf Region*. Graham and Trotman, London, 176 pp.
- Ronnevik, H.C. and Jacobsen, H.P., 1984. *Structures and Basins in the western Barent Sea*. In: A.M. Spencer et al. (Editors), *Petroleum Geology of the North European Margin*. Graham and Trotman, London, pp.
- Riss, F., Vollset, J. and, M., 1986. *Tectonic development of the western margin of Barent Sea and adjactcent areas*. Am. Assoc.pet. Geol., Mem., 40: 661-676.
- Koesoemadinata, R.P., 1978, *Geologi Minyak Dan Gas Bumi*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Oktavinta, Adrian., 2009., *Konsep Gelombang Seismik*,. 16 januari 2009
<<http://duniaseismik.blogspot.com/search/label/Theory>>
- Abdulah, Agus., 2007, polaritas normal dan polaritas reverse, 21 juni 2007
<<http://ensiklopediseismik.blogspot.com/2007/06/polaritas-normal-polaritas-reverse.html>>
- Brown, R.A, 1999, *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data Fifth Edition*, AAPG Memoir 42.
- Harsono, Adi. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi log*. Schlumberger Oilfield Services

Sukmono, S., 2007, *Fundamentals of Seismic Interpretation*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.

Sukmono,S., 1999, *Interpretasi Seismik Refleksi*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.

