



UNIVERSITAS INDONESIA

**IDENTIFIKASI PENYEBARAN POROSITAS PADA
RESERVOIR KARBONAT LAPANGAN "AS" DENGAN
MENGINTEGRASIKAN ANALISA FASIES PENGENDAPAN,
PROSES DIAGENESA DAN ATRIBUT IMPEDANSI AKUSTIK**

TESIS

ANDI NOVENTIYANTO

NPM 0806420751

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM PASCASARJANA PROGRAM STUDI FISIKA
KEKHUSUSAN GEOFISIKA RESERVOAR
JAKARTA
2011**

HALAMAN PENGESAHAN

Nama : Andi Noventiyanto

NPM : 0806420751

Program Studi : Pasca Sarjana Geofisika Reservoir

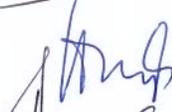
Judul Tesis : Identifikasi Penyebaran Porositas Pada Reservoir Karbonat Lapangan "AS" Dengan Mengintegrasikan Analisa Fasies Pengendapan, Proses Diagenesa Dan Atribut Impedansi Akustik

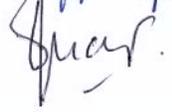
Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Sains pada Program Studi Pasca Sarjana Geofisika Reservoir, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr. Abdul Haris ()

Penguji : Prof. Dr. Suprayitno Munadi ()

Penguji : Dr. Waluyo ()

Penguji : Dr. Ricky Adi Wibowo ()

Ditetapkan di : Jakarta

Tanggal : 8 April 2011

KATA PENGANTAR

Puji syukur saya panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa, karena atas berkat dan rahmat-Nya, saya dapat menyelesaikan tesis ini. Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Magister of Science Program Studi Pasca Sarjana Geofisika Reservoir pada Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

Pada kesempatan ini penulis ingin mengucapkan terima kasih atas terselesaikannya tesis ini terutama kami tujukan kepada Dr. Abdul Haris selaku dosen pembimbing yang telah memberikan saran, bimbingan dan nasehat keilmuan selama masa penelitian dan penulisan tesis ini serta kepada seluruh dosen dan staf Program Studi Geofisika Reservoir Universitas Indonesia.

Ucapan terimakasih juga kami tujukan kepada Management PT Medco E&P Indonesia yang telah memberikan izin dalam penggunaan data serta kepada seluruh rekan-rekan di Petroleum Geoscience Division, PT Medco E&P Indonesia atas bantuan dan masukan- masukannya dalam penulisan tesis ini.

Kepada Istriku Ristu Utami dan buah hatiku Violan Griselda Anoveris tak lupa ku ucapkan terimakasih atas segala pengorbanan dan dorongan semangat dalam menyelesaikan tesis ini.

Akhir kata, saya berharap Tuhan Yang Maha Esa berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga Tesis ini memberikan manfaat bagi pengembangan ilmu.

Jakarta, April 2011

Penulis

ABSTRAK

Lapangan "AS" terbukti mengandung gas dari hasil pemboran sumur eksplorasi yang sudah dilakukan. Untuk memprediksi distribusi porositas pada reservoir batuan karbonat yang mengandung gas digunakan metoda inversi impedansi akustik dengan diintegrasikan interpretasi fasies pengendapan dan proses diagenesa. Diharapkan dari penelitian ini bisa membantu dalam mengidentifikasi penyebaran porositas dan membantu dalam menentukan lokasi sumur pengembangan dengan optimal.

Porositas pada batuan karbonat sangat dipengaruhi oleh fasies pengendapannya dan proses diagenesa. Analisa fasies pengendapan dan diagenesa dapat digunakan untuk prediksi penyebaran porositas dengan interpretasi secara geologi/kualitatif. Untuk mendapatkan prediksi yang lebih baik maka diintegrasikan dengan interpretasi geofisika secara kuantitatif dalam hal ini Atribut Impedansi Akustik. Analisa Atribut Impedansi Akustik dilakukan dengan proses inversi seismik. Inversi seismik membutuhkan model awal dimana model awal ini akan berpengaruh terhadap hasil inversi. Dalam hal ini, model awal dibuat berdasarkan interpretasi fasies pengendapan dari data sumur maupun interpretasi seismik serta hasil analisa proses diagenesa yang terjadi pada reservoir karbonat di lapangan "AS".

Hasil penelitian ini menunjukkan bahwa porositas batuan karbonat di lapangan 'AS' dapat diprediksi dengan baik melalui inversi Impedansi Akustik. Prediksi porositas dari impedansi akustik diintegrasikan interpretasi fasies pengendapan dan diagenesa dapat memprediksi penyebaran porositas di lapangan 'AS' dengan lebih optimal

Kata kunci :

Impedansi Akustik, Karbonat, Porositas, Lingkungan Pengendapan, Diagenesa

ABSTRACT

“AS” field was already proved to contain gas from previous drilling of the exploration wells. To predict the distribution of porosity in carbonate reservoir rocks containing gas, acoustic impedance inversion method is applied integrated with depositional facies and diagenetic processes interpretation. It was expected that the research could help to identify porosity development in the carbonate reservoir and assist in determining optimally the location of the development wells

Porosity in carbonate rock is strongly influenced by depositional facies and diagenetic processes. Depositional facies and diagenesis analysis can be used to predict the porosity development with a geological interpretation qualitatively. To get a better porosity prediction, acoustic impedance attribute can be used as quantitatively interpretation which is integrated with geological interpretation. Analysis of acoustic impedance attribute is done by using seismic inversion process. Seismic inversion requires an initial model, which influence the inversion results. In this case, the initial model is based on facies interpretation of well data, seismic interpretation and the results of analysis of diagenetic processes that occur in carbonate reservoir in the “AS” field.

The results of this study indicate that the porosity of carbonate rocks in the “AS” field can be predicted by acoustic impedance inversion. Prediction of porosity distribution from acoustic impedance, which is integrated with interpretation of depositional facies and diagenesis can be carried out more optimally in the “AS” field.

Key words :

Acoustic Impedance, Carbonate, Porosity, Depositional Environment, Diagenesis

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

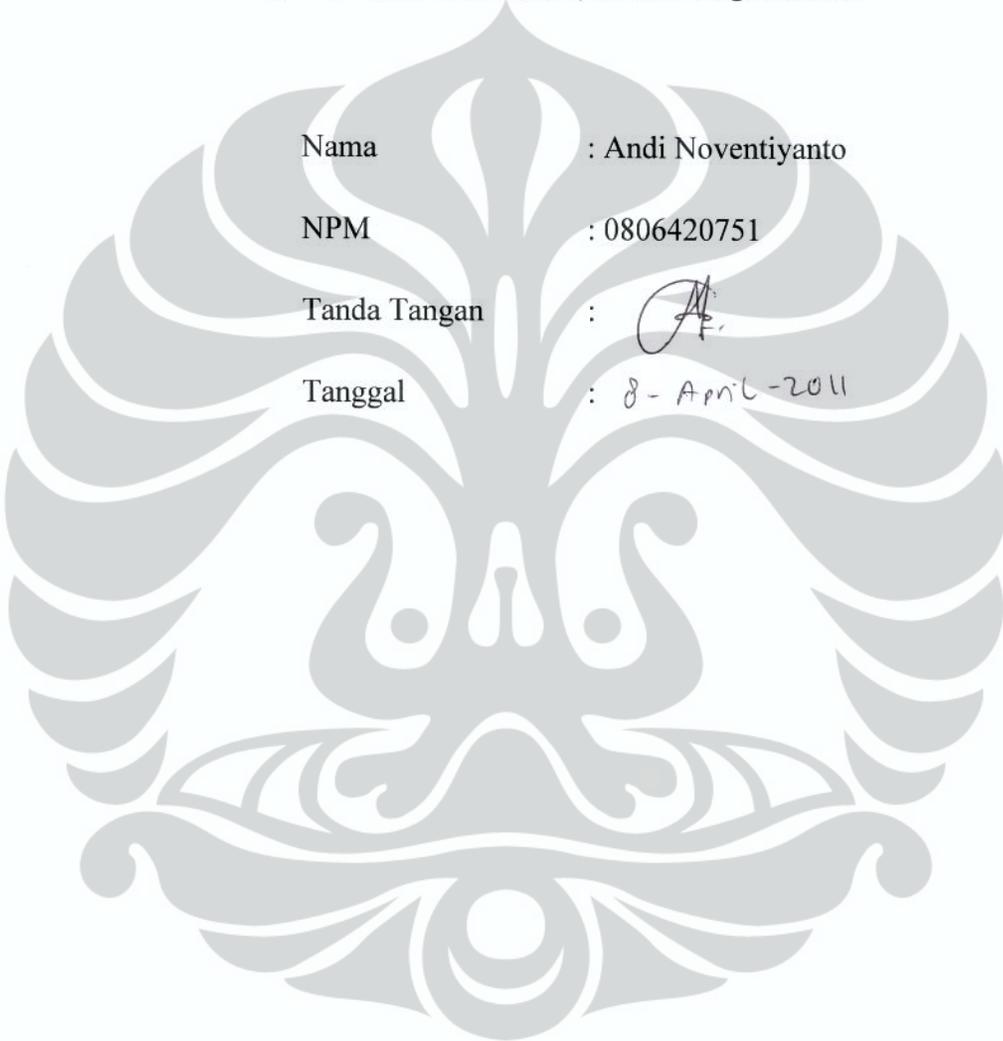
Tesis ini adalah hasil karya saya sendiri, dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar.

Nama : Andi Noventiyanto

NPM : 0806420751

Tanda Tangan : 

Tanggal : 8 - April - 2011



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

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

Nama : Andi Noventiyanto
NPM : 0806420751
Program Studi : Geofisika Reservoir
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Jenis Karya : Tesis

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

Identifikasi Penyebaran Porositas Pada Reservoir Karbonat Lapangan "AS" Dengan Mengintegrasikan Analisa Fasies Pengendapan, Proses Diagenesa Dan Atribut Impedansi Akustik

Beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalih media/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 pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya

Dibuat di: Jakarta

Pada Tanggal : 8-April-2011

Yang menyatakan



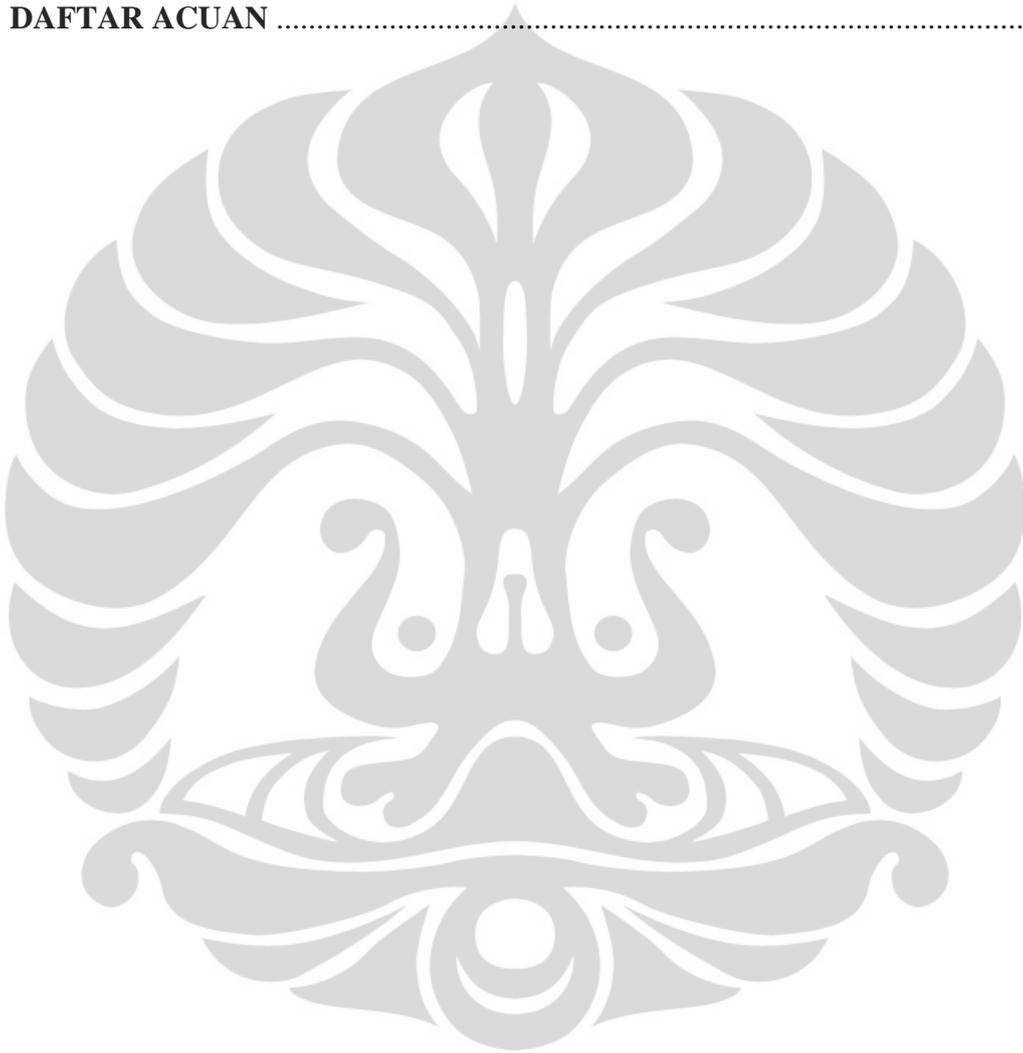
(Andi Noventiyanto)

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
KATA PENGANTAR	iii
ABSTRAK	iv
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	vi
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI	vii
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL	xiii
BAB 1. PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang Masalah	1
1.2 Maksud dan Tujuan Penelitian	1
1.3 Daerah Penelitian.....	2
1.4 Metodologi Penelitian	2
1.5 Sistematika Penulisan.....	3
BAB 2. KAJIAN GEOLOGI DAN GEOFISIKA	5
2.1 Tektonik dan Stratigrafi Regional Cekungan Sumatra Utara.....	5
2.2 Petroleum <i>System</i> Lapangan “AS”	10
2.2.1 Batuan Induk dan Migrasi Hidrokarbon.....	10
2.2.2 Perangkap	10

2.2.3 Batuan Reservoir	11
2.2.4 Batuan Penudung.....	11
2.3 Sebaran Lapangan Hidrokarbon Potensial Sekitar Daerah Penelitian	12
2.4 Fasies Pengendapan Batuan Karbonat.....	12
2.5 Diagenesa Batuan Karbonat	16
2.5.1 Diagenesa Lingkungan Laut.....	17
2.5.2 Diagenesa Lingkungan Meteorik	19
2.5.3 Diagenesa Penimbunan (<i>Burial Diagenesis</i>).....	20
2.6 Aplikasi Atribute Impedansi Akustik Dalam Karakterisasi Reservoir....	21
2.6.1 Impedansi Akustik (AI).....	21
2.6.2 Metoda Seismik Inversi	23
BAB 3. DATA DAN PENGOLAHAN DATA	27
3.1 Data.....	27
3.1.1 Data Sumur.....	27
3.1.2 Data Seismik.....	27
3.2 Pengolahan Data.....	29
3.2.1 Analisa Fasies Pengendapan dan Proses Diagenesa.....	29
3.2.1.1 Analisa Fasies Pengendapan	29
3.2.1.2 Analisa Proses Diagenesa	34
3.2.2 Analisa Krosplot Sumur	38
3.2.3 Pengikatan Data Sumur dengan Seismik.....	39
3.2.4 Interpretasi Seismik	41

3.2.5 Inversi Impedansi Akustik.....	45
3.2.6 Peta Impedansi Akustik.....	49
BAB 4. HASIL DAN PEMBAHASAN.....	53
BAB 5. KESIMPULAN	60
DAFTAR ACUAN	62



DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1.	Diagram Alur Penelitian	3
Gambar 2.1.	Elemen Tektonik Cekungan Sumatra Utara	6
Gambar 2.2.	Kolom stratigrafi umum dan unsur sistem petroleum dari Cekungan Sumatera Utara pada Lapangan AS dan sekitarnya	8
Gambar 2.3.	Skematik Petroleum System Lapangan “AS”	11
Gambar 2.4.	Distribusi lapangan yang terbukti mengandung hidrokarbon disekitar daerah Lapangan “AS”	12
Gambar 2.5.	Model terumbu karbonat dan fasies assosiasinya	13
Gambar 2.6.	Fasies batuan karbonat mengacu kepada Dunham (1962)	15
Gambar 2.7.	Klasifikasi batuan karbonat mengacu kepada Embry & Klovan (1971)	15
Gambar 2.8.	Skematik bentuk pertumbuhan karbonat oleh pengaruh kenaikan/penurunan muka air laut dan kecepatan pertumbuhan terumbu (Sarg, 2010)	16
Gambar 2.9.	Pembagian lingkungan proses diagenesa batuan karbonat	18
Gambar 2.10.	Kenampakan semen yang terbentuk pada lingkungan laut dangkal (Humphrey, 2010).	18
Gambar 2.11.	Kenampakan semen karbonat pada sub lingkungan diagenesa Meteorik (Humphrey, 2010)	19
Gambar 2.12.	Kenampakan semen karbonat pada lingkungan diagenesa penimbunan (Humphrey, 2010).	20
Gambar 2.13.	Pengaruh beberapa faktor terhadap kecepatan gelombang seismik (Hiltermann, 1977, op. cite Sukmono, 2002)	23
Gambar 3.1.	Peta dasar seismik 3D dan distribusi sumur yang menembus Karbonat Peutu pada Lapangan “AS”	28
Gambar 3.2.	Deskripsi dari beberapa sayatan tipis sumur A-7 (Syariffuddin, 2010)	30
Gambar 3.3.	Fasies Pengendapan sumur AS-7 menunjukkan bahwa karbonat diendapkan pada lingkungan backreef lagunal	

	(Syariffuddin, 2010)	31
Gambar 3.4.	Deskripsi dari beberapa sayatan tipis sumur AS-9 (Syariffuddin, 2010).	32
Gambar 3.5.	Fasies Pengendapan sumur AS-9 menunjukkan bahwa karbonat diendapkan pada lingkungan backreef lagunal (Syariffuddin, 2010)	33
Gambar 3.6.	Identifikasi lingkungan Diagenesa pada sumur AS-7 (Syariffuddin, 2010)	36
Gambar 3.7.	Identifikasi lingkungan Diagenesa pada sumur AS-9 (Syariffuddin, 2010)	37
Gambar 3.8.	Krosplot Impedansi P dengan Gammaray dari sumur yang menembus karbonat Peutu (zonasi berwarna biru) dengan penampang reservoir pada sumur AS-7	38
Gambar 3.9.	Krosplot antara P-Impedance dengan Porositas dengan nilai Gamma Ray pada skala warna	39
Gambar 3.10.	Wavelet hasil ekstraksi dalam domain waktu dan domain frekuensi	40
Gambar 3.11.	Hasil pengikatan sumur AS-7 ke seismik dengan memiliki korelasi sebesar 0.778	40
Gambar 3.12.	Hasil pengikatan sumur AS-8 ke seismik dengan memiliki korelasi sebesar 0.984	41
Gambar 3.13.	Peta ketebalan waktu antara top peutu ke top tampur	42
Gambar 3.14.	Interpretasi Seismik pada lintasan Inline 321	43
Gambar 3.15.	Peta kontur struktur waktu two way time (TWT) top Peutu	44
Gambar 3.16.	Model pengendapan batuan Karbonat Peutu Lapangan "AS"	44
Gambar 3.17.	Model awal untuk Impedasi-P pada Lintasan Inline 431 yang melalui sumur AS-7	46
Gambar 3.18.	Hasil analisis parameter proses inversi yang dilakukan memiliki korelasi 0,91 pada sumur AS-7	46
Gambar 3.19.	Hasil Inversi impedansi akustik pada Lintasan Inline 431 yang melalui sumur AS-7	47

Gambar 3.20.	Hasil Inversi AI pada Lintasan Arbitray untuk menunjukkan hasil blind test yang dilakukan sebagai kontrol hasil proses inversi yang dilakukan	48
Gambar 3.21.	Peta penyebaran impedansi akustik pada karbonat Peutu fasies 3 karbonat Peutu (bagian atas) di overlay dengan kontur struktur waktu	50
Gambar 3.22.	Peta penyebaran impedansi akustik pada karbonat Peutu fasies 2 karbonat Peutu (bagian tengah) di <i>overlay</i> dengan kontur struktur waktu	51
Gambar 3.23.	Peta penyebaran impedansi akustik pada karbonat Peutu fasies 1 karbonat Peutu (bagian bawah) di <i>overlay</i> dengan kontur struktur waktu	52
Gambar 4.1.	Korelasi lingkungan diagenesa pada karbonat Peutu lapangan “AS” dengan datum marker umur N16	54
Gambar 4.2.	Peta penyebaran porositas pada karbonat Peutu fasies 3 karbonat Peutu (bagian atas) di <i>overlay</i> dengan kontur struktur waktu	56
Gambar 4.3.	Peta penyebaran porositas pada karbonat Peutu fasies 2 (bagian tengah) di <i>overlay</i> dengan kontur struktur waktu	57
Gambar 4.4.	Peta penyebaran porositas pada karbonat Peutu fasies-1 (bagian bawah) di <i>overlay</i> dengan kontur struktur waktu	58
Gambar 4.5.	Daerah kandidat lokasi sumur pengembangan garis lingkaran merah) berdasarkan penyebaran porositas dan posisi secara struktur Lapangan “AS” berdasarkan peta penyebaran porositas pada karbonat Peutu fasies-2 di overlay dengan kontur struktur waktu	59

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1.	Kelengkapan data sumur Lapangan “AS”	28
------------	--------------------------------------	----

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Masalah

Lapangan “AS” terbukti mengandung hidrokarbon berupa gas di dalam reservoir batuan karbonat Formasi Peutu. Dalam rangka pengembangan lapangan “AS” ini akan dilakukan kegiatan pemboran sumur-sumur pengembangan dimana salah satunya adalah mencari zona reservoir yang bagus. Salah satu indikasi zona reservoir yang bagus adalah reservoir dengan porositas yang tinggi. Untuk memprediksi distribusi porositas pada reservoir batuan karbonat di Lapangan “AS” ini dilakukan dengan interpretasi fasies pengendapan, proses diagenesa dan analisa atribut impedansi akustik (*Acoustic Impedance Inversion*). Integrasi metode analisa interpretasi fasies pengendapan, proses diagenesa dan atribut impedansi akustik (*Acoustic Impedance*) diharapkan bisa membantu dalam mengidentifikasi penyebaran porositas dan membantu dalam menentukan lokasi sumur pengembangan dengan optimal.

1.2 Maksud dan Tujuan Penelitian

Maksud dari penelitian ini adalah untuk memenuhi salah satu persyaratan menyelesaikan pendidikan di Program Studi Pasca Sarjana Geofisika Reservoir, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

Sedangkan tujuan dari penelitian ini adalah :

1. Mengidentifikasi fasies pengendapan dan proses diagenesa pada reservoir karbonat dan pengaruhnya terhadap porositas di daerah penelitian.
2. Mengidentifikasi dan menganalisis penyebaran porositas pada reservoir karbonat di daerah penelitian dengan melakukan analisa atribut impedansi akustik.

3. Mengintegrasikan fasies pengendapan, proses diagenesa dan analisa atribut impedansi akustik (AI) untuk memprediksi penyebaran porositas di reservoir karbonat Lapangan "AS".

1.3 Daerah Penelitian

Lokasi penelitian ini dilakukan di daerah Lapangan "AS" yang termasuk di dalam wilayah KKS Blok "A" dimana PT. Medco E&P Malaka sebagai operator di wilayah ini. Secara geografis Lapangan "AS" terletak di Propinsi Nanggroe Aceh Darussalam dan berada kurang lebih 45 Km arah tenggara dari Lapangan Gas Arun. Secara geologi Lapangan "AS" termasuk di dalam Cekungan Sumatra Utara.

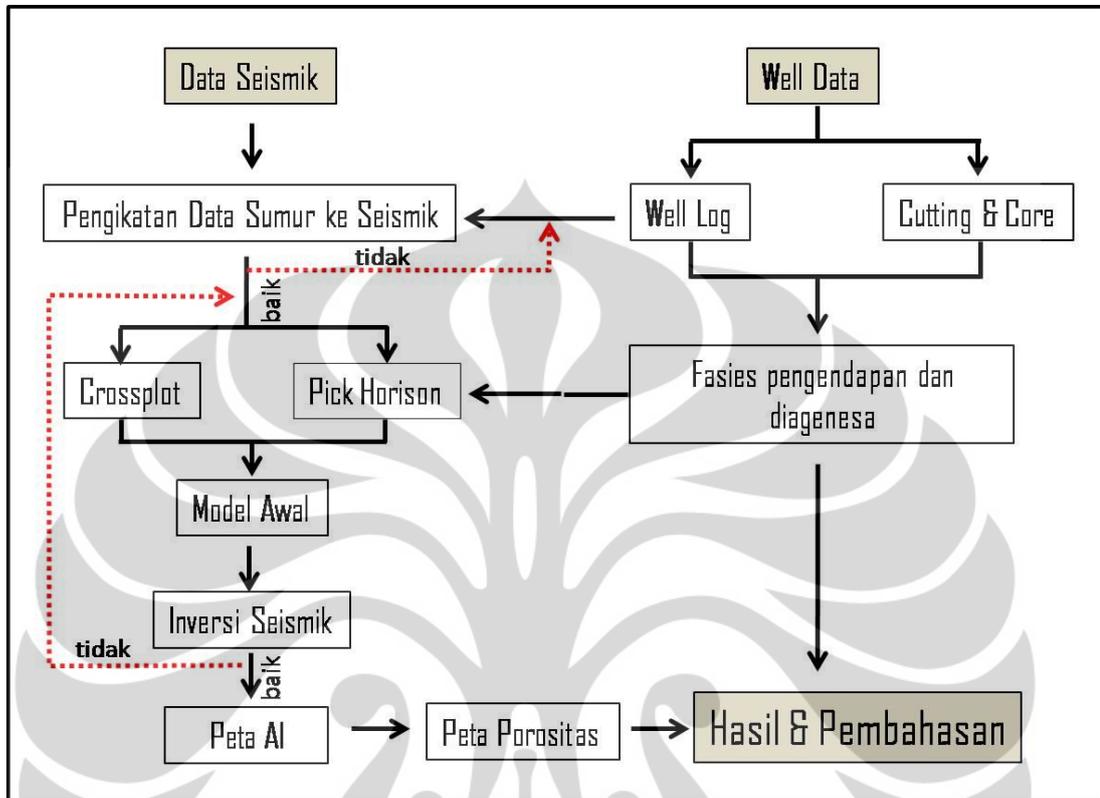
Lapangan "AS" ditemukan pada tahun 1972 oleh Asamera Oil-Indonesia Ltd. AS-3 adalah sumur pertama yang berhasil menembus lapisan gas pada batuan karbonat formasi Peutu dengan ketebalan kolom gas 100 m dan dari hasil tes sumur memiliki laju sebesar 6-12 MMSCFD. Sumur AS-1 dan AS-2 adalah sumur kering dimana sumur AS-1 merupakan sumur dangkal dan sumur AS-2 dibor di sisi timur lereng struktur.

1.4 Metodologi

Dalam batuan karbonat, porositas dikontrol oleh fasies pengendapan dan proses diagenesa. Pembentukan porositas batuan karbonat pada saat pengendapan dipengaruhi oleh butiran karbonat yang menyusun batuan dimana hal ini dipengaruhi oleh organisme yang menyusunnnya dan berkaitan dengan lingkungan pengendapannya. Setelah pengendapan, porositas batuan karbonat juga akan dipengaruhi oleh proses diagenesa. Hal ini karena batuan karbonat tersusun oleh mineral yang tidak stabil. Untuk memprediksi porositas menggunakan teknik inversi, maka model awal harus mempertimbangkan model fasies pengendapan dan proses diagenesa agar interpretasi terhadap hasil inversi seismik lebih optimal.

Metodologi dalam penelitian ini adalah integrasi teknik atribut impedansi akustik untuk prediksi porositas dengan interpretasi fasies pengendapan dan proses

diagenesa pada batuan reservoir karbonat. Diagram alur penelitian ini ditunjukkan dalam Gambar 1.1.



Gambar 1.1 Diagram Alur Penelitian

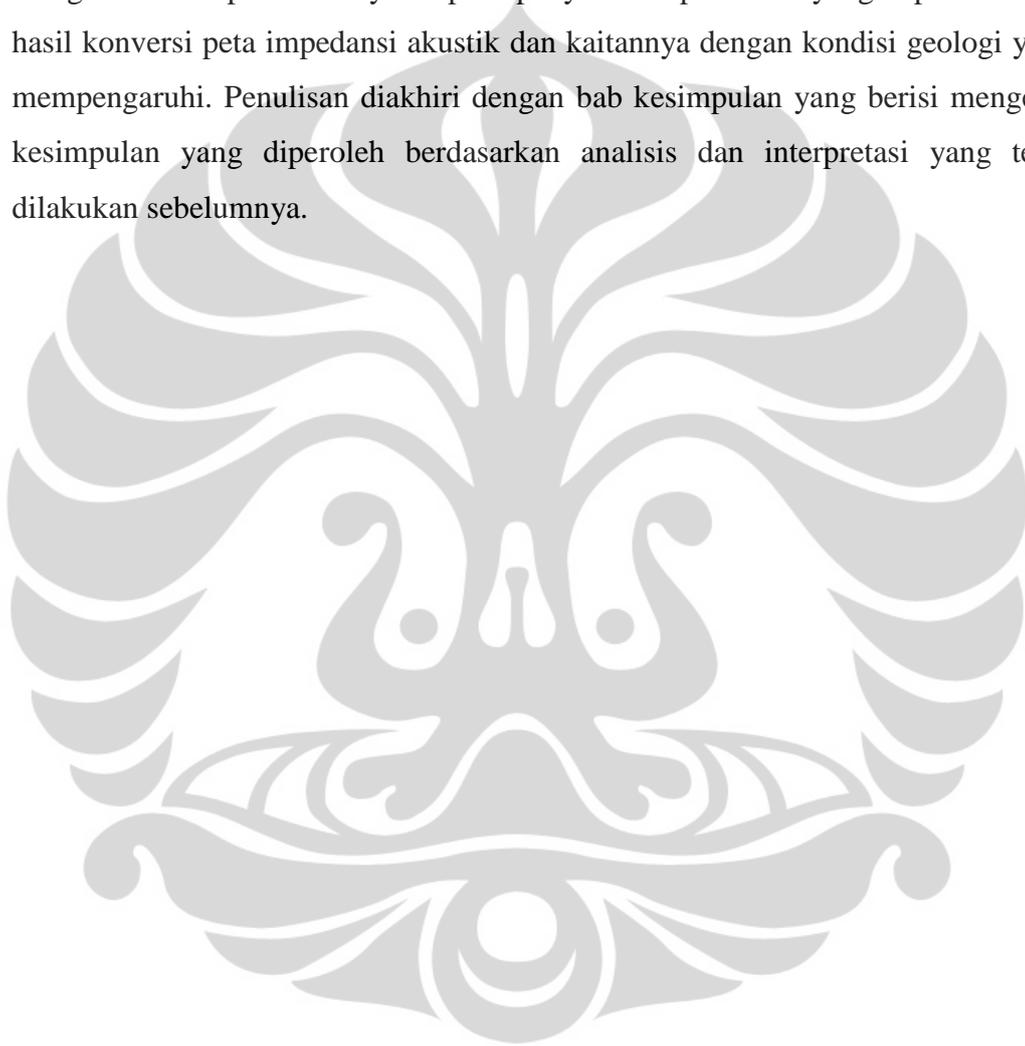
1.5 Sistematika Penulisan

Penulisan tesis ini dibagi menjadi beberapa urutan materi pembahasan yang saling berkaitan. Penulisan diawali dengan bab pendahuluan yang membahas mengenai latar belakang masalah, maksud dan tujuan penelitian, daerah penelitian, metodologi penelitian, dan sistematika penulisan. Dilanjutkan dengan bab kajian geologi dan geofisika yang membahas mengenai geologi regional Cekungan Sumatera Utara dan petroleum sistem daerah penelitian. Dalam bab ini juga membahas mengenai dasar teori mengenai lingkungan pengendapan karbonat, lingkungan diagenesa batuan karbonat dan konsep dasar inversi seismik.

Kemudian penulisan dilanjutkan dengan bab data dan pengolahan data, dimana pada bab ini membahas mengenai data yang digunakan dalam penelitian,

pengolahan data meliputi interpretasi lingkungan pengendapan dan diagenesa batuan karbonat, interpretasi horison seismik, analisa data log, korelasi data sumur ke seismik dan inversi impedansi akustik untuk menghasilkan peta impedansi akustik.

Hasil pengolahan data dibahas dalam bab pembahasan. Bab ini membahas mengenai hasil penelitian yaitu peta penyebaran porositas yang diperoleh dari hasil konversi peta impedansi akustik dan kaitannya dengan kondisi geologi yang mempengaruhi. Penulisan diakhiri dengan bab kesimpulan yang berisi mengenai kesimpulan yang diperoleh berdasarkan analisis dan interpretasi yang telah dilakukan sebelumnya.



BAB 2

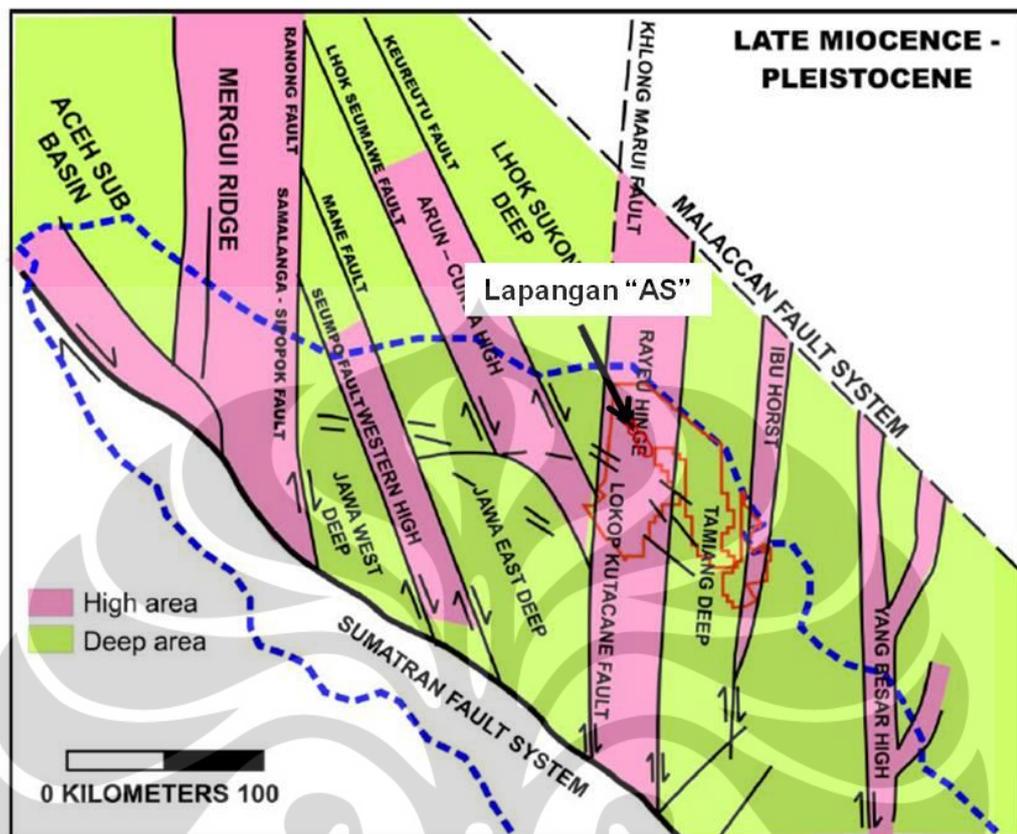
KAJIAN GEOLOGI DAN GEOFISIKA

2.1 Tektonik dan Stratigrafi Regional Cekungan Sumatra Utara

Lapangan “AS” terletak di bagian selatan Cekungan Sumatra Utara yang merupakan cekungan *back-arc* yang dibatasi oleh Pegunungan Bukit Barisan di sebelah Barat, Laut Andaman di sebelah Utara dan Paparan Malaka di sebelah Timur. Secara geologi lapangan “AS” terletak pada tinggian Rayeu berarah utara-selatan dan di bagian utara dibatasi paparan Alurrambong dan Malaka sedangkan di bagian selatan dibatasi oleh antiklinorium Barisan-Tangseran. Di sebelah barat dibatasi oleh zona patahan Lokop-Kutacane yang memisahkan Rayeu Hinge dari Lhok Sukon Deep sementara ke arah timur platform membentuk flexural zone dari Tamiang Deep. Lapangan “AS” merepresentasikan tempat yang menguntungkan untuk terbentuknya karbonat dan dibatasi dua daerah dalam yang menyediakan batuan sumber hidrokarbon potensial (Gambar 2.1).

Berdasarkan Collins, dkk (1995), secara tektonostratigrafi dibagi menjadi 3 fase yaitu :

- **Fase *Rifting***, adalah fase awal pembentukan cekungan pada Eosen Akhir hingga Miosen Awal (N6). *Subsidence* terjadi dengan kecepatan yang intensif menyebabkan penenggelaman (*drowning*) seluruh Sub-cekungan Mergui bagian selatan dan pada saat tersebut *Malacca shelf* tetap *emergent*. Proses sedimentasi pada awal-rift yang terjadi terdiri dari *continental clastic* sampai *shallow marine clastic* dari Formasi Bruksah yang berumur Oligosen Akhir. Meningkatnya kecepatan *subsidence* menyebabkan terjadinya proses sedimentasi kondisi laut berupa serpih hitam dari Formasi Bampo. Pada saat Miosen Awal (N4-N6) terjadi kondisi *highstand* karena terjadinya transgresi pada saat penurunan kecepatan subsiden. Garis pantai bergerak ke arah Selatan dan terjadi proses sedimentasi pasir pada lingkungan transisi-laut dari Formasi Belumai. Pada beberapa tempat terjadi ketidakselarasan lokal karena adanya pengangkatan lokal pada tinggian di bagian selatan cekungan.



Gambar 2.1 Elemen Tektonik Cekungan Sumatra Utara (Sosromihardjo, 1988). Lapangan "AS" terletak di Tinggian Rayeu dan dibatasi oleh dua Lhok Sukon Deep dan Tamiang Deep

- **Fase Regional Basin Sag**, terjadi pada Miosen Awal (N7). Terjadi pembentukan ruang akomodasi sedimen di bagian tengah cekungan. Peristiwa transgresi utama pada periode awal fase ini mengontrol pembentukan paparan karbonat dari Formasi Peutu bagian bawah. Proses penurunan muka air laut terjadi dengan periode yang singkat (akhir N7) mempengaruhi pembentukan batuan karbonat yang tersingkap di permukaan dan *re-sedimentation* dari sedimen yang ada di *Malacca shelf* dan *Southern High*. Selanjutnya terjadi proses pembentukan build-up karbonat pada tinggian-tinggian lokal sampai N8. Pembentukan karbonat pada N7-N8 tersebut kemudian disebut sebagai Sekuen Peutu.
- **Fase basin Sag dan Regional Tilt**, terjadi pada N9-N12 dimana berhentinya proses pembentukan karbonat disebabkan oleh penurunan muka air laut global. Proses subsiden *thermal* terus berlanjut yang dikontrol oleh

pengendapan sedimen klastik dari Formasi Baong bagian bawah dan bersamaan itu pula terjadi proses pembalikan cekungan ke arah barat daya..

Tatanan stratigrafi regional (Gambar 2.2) yang terbentuk di dalam Cekungan Sumatera Utara berdasarkan urutan umur dari formasi yang tua ke formasi yang muda dijelaskan sebagai berikut (BPPKA, 1996) :

a. Formasi Tampur

Formasi ini diendapkan secara tidak selaras diatas batuan dasar yang berumur Pra Tersier. Formasi ini terdiri dari batuan dolomit dan batugamping yang masif. Batuan ini diendapkan pada lingkungan *sub-litoral* sampai laut terbuka selama Eosen Akhir hingga Oligosen Awal.

b. Formasi Bruksah dan Bampo

Formasi Bruksah diendapkan secara tidak selaras diatas Formasi Tampur yang tersusun oleh batuan konglomerat, breksi dan batupasir lempungan. Batuan ini berumur Oligosen dan terbentuk akibat proses pengisian cekungan pada saat fase *syn-rift*. Formasi ini hanya terbentuk terbatas pada daerah cekungan dan tidak dijumpai pada sumur di Lapangan "AS".

Formasi Bampo diendapkan setelah pembentukan Formasi Bruksah. Batuan penyusun formasi ini adalah batuserpih hitam, batulanau dan batupasir halus, umumnya berasosiasi dengan mineral Pirit dan nodul karbonatan. Formasi ini berumur Oligosen Akhir sampai Miosen Awal dengan lingkungan pengendapan berupa laut dangkal sampai laut dalam.

c. Formasi Belumai dan Peutu

Formasi Peutu terdiri dari batulempung, batulanau dengan kandungan karbonatan sedang sampai sangat tinggi, di beberapa tempat juga mengandung mineral glaukonit. Lapisan batugamping dengan kandungan foraminifera dan glaukonitan terbentuk pada tinggian-tinggian sepanjang paparan. Sedangkan untuk Formasi Belumai yang terdiri dari batuserpih karbonatan, batupasir dan batugamping lempungan terbentuk pada daerah yang lebih rendah. Berdasarkan analisis

Paleontologi umur dari Formasi Peutu dan Belumai adalah Miosen Bawah. Pada lokasi penelitian tidak dijumpai Formasi Belumai.

Ketebalan dari Formasi Peutu bervariasi dari 35 sampai 50 meter pada paparan hingga 200 sampai 1100 meter pada daerah terumbu. Pada Lapangan “AS” variasi ketebalannya adalah dari 35 meter pada sumur AS-8 hingga 458 meter pada AS-7.

AGE	ZONE	STRATIGRAPHY N.SUMATRA BASIN	PETROLEUM SYSTEM ELEMENTS				
			SOURCE ROCK	RESERVOIR ROCK	SEAL	TIMING / MIGR.	TRAP
QAL	N23	HOLOCENE ALLUVIUM					
		PLEISTO. TERRACE					
PLIO	N21	JULU RAYEU					
		SEURULA					
MIOCENE	N17	KEUTAPANG					
		U	SANDSTONE INTERBEDS. GOOD P&K	SHALE INTERBEDS	PLIO-PLEISTOCENE	STRUCT. STRAT.	
	N14	BAONG	BAONG SHALE OIL & GAS PRONE SR	MARINE SS.F-G P&K	THICK REGIONAL SEAL	LATE MIO-PLEIST	STRUCT. STRAT.
	N8	PEUTU	CARBONATE BUILDUP & PLATFORM LS			MIOCENE	STRUCT. STRAT.
OLIGO.	N4	BELUMAI	BELUMAI SS				
	N21	BAMPO	BAMPO SHALE GAS PRONE SR				
EOCENE		BRUKSAH					
P.T.		TAMPUK DOL & LS	POROUS / FRACTURED DOLOMITE	BAMPO / BELUMAI SHALE		MIOCENE	
		SED., META., IG BASEMENT					
		W-MTNS COASTAL PLAIN OFFSHORE-E					

Gambar 2.2 Kolom stratigrafi umum dan unsur petroleum sistem dari Cekungan Sumatera Utara pada Lapangan AS dan sekitarnya (BPPKA, 1996)

d. Formasi Baong

Formasi ini dibagi menjadi tiga bagian, pada bagian bawah merupakan batuserpih, bagian tengah berupa batupasir dan bagian atas merupakan batuserpih. Bagian bawah berupa batuserpih merupakan hasil dari proses transgresi setelah pembentukan Formasi Peutu. Perubahan lingkungan pengendapan dari lingkungan laut dangkal pada Formasi Peutu yang berubah menjadi laut dalam pada Formasi Baong bagian bawah mengindikasikan adanya perubahan rezim tektonik maupun

kenaikan relatif muka air laut. Proses tumbukan lempeng sepanjang *Sumatera Trench* merupakan salah satu faktor utama yang mengakibatkan adanya reaktivasi dan proses pembalikan arah struktur yang terjadi pada patahan yang sudah terbentuk sebelumnya. Selain itu juga terbentuk sesar geser *dextral* dan lipatan akibat gaya kompresi. Bagian ini terdiri dari litologi batuserpih laut dalam yang berumur Miosen Awal sampai Miosen Tengah.

Bagian tengah yang dikenal dengan Batupasir Baong Tengah terbentuk pada *Low-stand Phase*. Batuan ini berasal dari *Malacca Platform* di sebelah Timurlaut yang penyebarannya hingga kearah Baratdaya dan menipis di daerah antara Lapangan Alur Rambong dan Alur Siwah. Pada bagian timur daerah Blok "A" batuanya berupa batupasir halus glaukonitan dan dijumpai bukti adanya akumulasi hidrokarbon pada Lapangan Alur Rambong.

Bagian paling atas dari formasi ini dijumpai batuserpih laut dalam dengan ketebalan yang relatif tebal yang merupakan lapisan penutup yang baik dalam sistem akumulasi hidrokarbon.

e. Formasi Keutapang

Formasi ini merupakan formasi awal terbentuknya endapan delta di Cekungan Sumatera Utara. Formasi ini terdiri dari batupasir halus dan batuserpih, dengan kandungan mika, material organik dan lignit. Pada beberapa lokasi di Aceh Timur ketebalan batuan ini bervariasi dari 700 sampai 1500 meter. Formasi ini berdasarkan analisis fosil Foraminifera berumur Miosen Akhir sampai Pliosen. Formasi ini merupakan salah satu batuan reservoir yang menghasilkan minyak di Cekungan Sumatera Utara. Kedalaman dari batuan reservoir tersebut adalah 20 sampai 1000 meter dengan kandungan gas yang berasosiasi.

f. Formasi Seurula dan Julu Rayeu

Formasi ini terdiri dari perselingan batupasir dan batuserpih yang memiliki ketebalan cukup tipis dengan variasi ketebalan mulai dari beberapa millimeter hingga beberapa sentimeter. Formasi ini pada bagian atas didominasi oleh lempung dan batulempung sedangkan untuk bagian bawahnya terdiri dari perselingan batupasir dan batuserpih. Kedua batuan tersebut memiliki kandungan

material organik dan fosil yang cukup tinggi. Selain itu juga memiliki kandungan material vulkanik yang berasal dari Bukit Barisan di sebelah Barat. Formasi ini berumur Pliosen Awal dengan ketebalan total dari 700 sampai 900 meter dan merupakan reservoir minyak di Lapangan Julu Rayeu.

Formasi Julu Rayeu terdiri dari perselingan antara batupasir, batuserpih, batulempung, material organik dan lignit. Batuan konglomerat juga dijumpai pada bagian bawah dari formasi ini. Batuan ini diendapkan pada lingkungan *fluvial* sampai laut dangkal dengan umur Pliosen Akhir dan hingga kini tidak dijumpai akumulasi hidrokarbon pada formasi ini di Cekungan Sumatera Tengah.

2.2. Petroleum System Lapangan “AS”

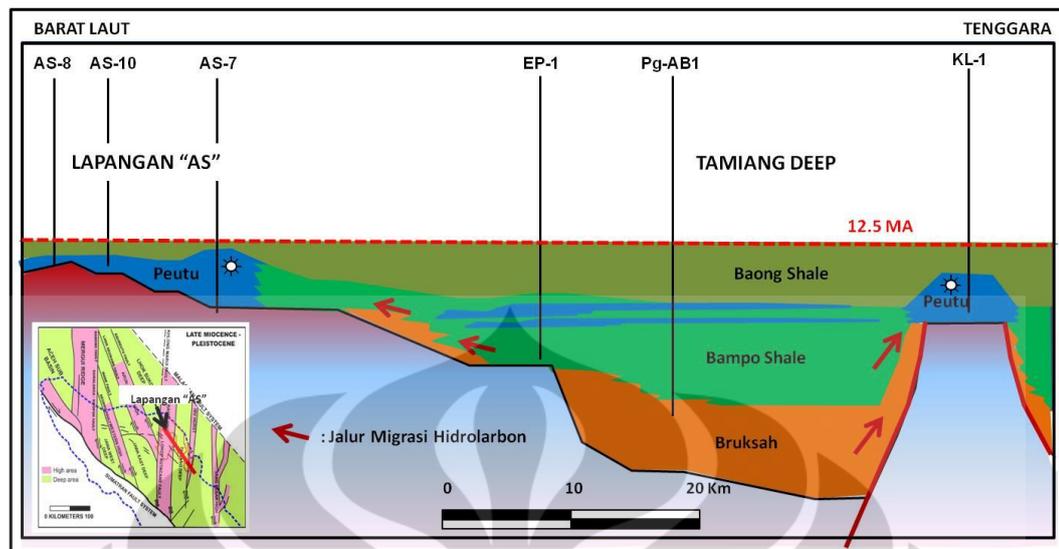
Seperti tergambar dalam Gambar 2.3 *Petroleum System* yang mengontrol daerah penelitian dapat diuraikan sebagai berikut:

2.2.1 Batuan Induk dan Migrasi Hidrokarbon

Dapur potensial terdekat dan paling mungkin untuk lapangan “AS” adalah Tamiang Deep dimana serpih Bampo berkembang dan dianggap sebagai batuan induk yang matang. Selain itu Lhok Sukon Deep juga memungkinkan sebagai sumber hidrokarbon untuk mengisi lapangan “AS”. Analisa geokimia dari serpih Bampo menunjukkan kandungan TOC yang tinggi dan Indeks Hidrogen menunjukkan kerogen batuan sumber tipe 2 - 3 yang dianggap potensial sebagai penghasil minyak dan gas. Pemodelan cekungan dan sejarah penimbunan menunjukkan bahwa formasi Bampo menghasilkan hidrokarbon terutama gas di daerah Blok A. Batuan induk ini telah matang sejak Miosen Tengah dan kemungkinan masih menghasilkan hidrokarbon hingga sekarang.

2.2.2 Perangkap

Lapangan “AS” merupakan perangkap dengan bentukan antiklin ini merupakan kombinasi dari bentukan *build-up* karbonat dan gaya kompresi oleh tektonik yang terjadi kemungkinan pada Miosen Akhir-Pliosen Awal



Gambar 2.3. Skematik Petroleum System Lapangan “AS”. Digambarkan pada saat proses migrasi pada 12.5 m.a., gas dari batuan induk serpih Bampo telah matang dan mengisi Lapangan “AS”.

2.2.1 Batuan Reservoir

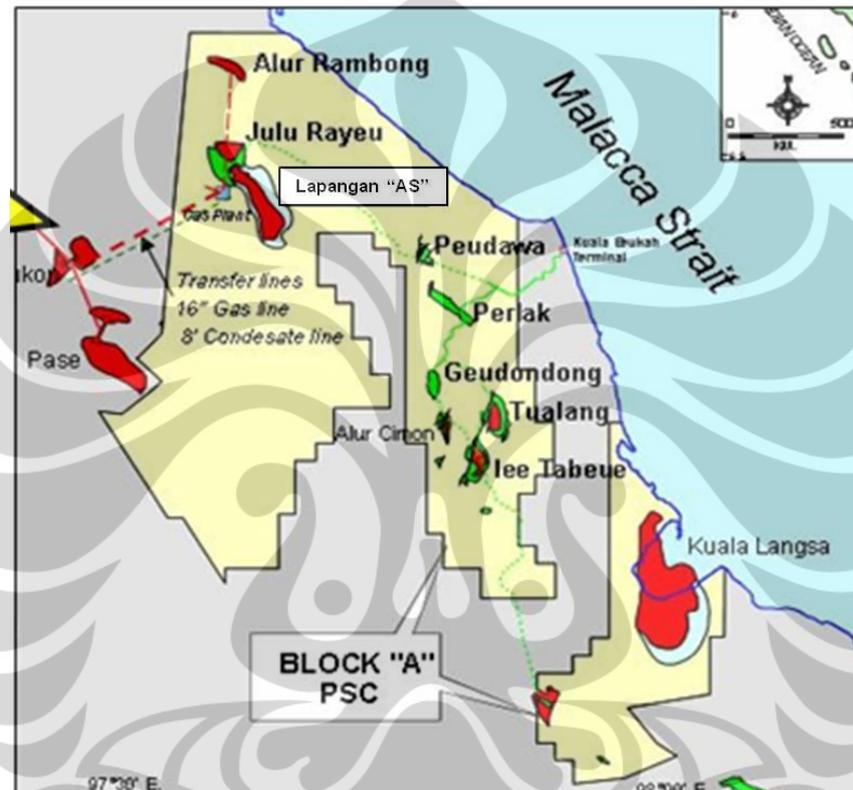
Batuan reservoir yang potensial adalah batuan karbonat dari formasi Peutu. Batuan ini diendapkan pada umur Miosen dan diendapkan secara tidak selaras diatas formasi Tampur. Selama proses pengendapan dan penguburan, batuan reservoir ini mengalami proses diagenesa yang berpengaruh terhadap perkembangan dari porositasnya. Dari hasil pemboran di lapangan “AS” batuan ini terbukti mengandung hidrokarbon berupa gas dan di beberapa sumur memiliki porositas yang cukup tinggi.

2.2.3 Batuan Penudung

Di atas Formasi Peutu diendapkan formasi Baong yang didominasi tersusun oleh batuan serpih. Formasi Baong ini berperan penting sebagai batuan penudung yang menahan hidrokarbon di dalam reservoir formasi Peutu. Di daerah penelitian formasi Baong merupakan endapan serpih yang memiliki tekanan tinggi (*overpressure*) dan melampar cukup luas sehingga memiliki potensi sebagai batuan penudung yang sangat baik. Namun disisi lain untuk operasi pemboran menjadi tantangan tersendiri.

2.3 Sebaran Lapangan Hidrokarbon Potensial Sekitar Daerah Penelitian

Selain Lapangan “AS” di daerah KKS Blok A juga terdapat lapangan yang terbukti mengandung hidrokarbon dari karbonat Peutu, yaitu di lapangan Kuala Langsa. Selain dari formasi karbonat Peutu, hidrokarbon juga ditemukan pada reservoir batupasir Bampo (Gambar 2.4).

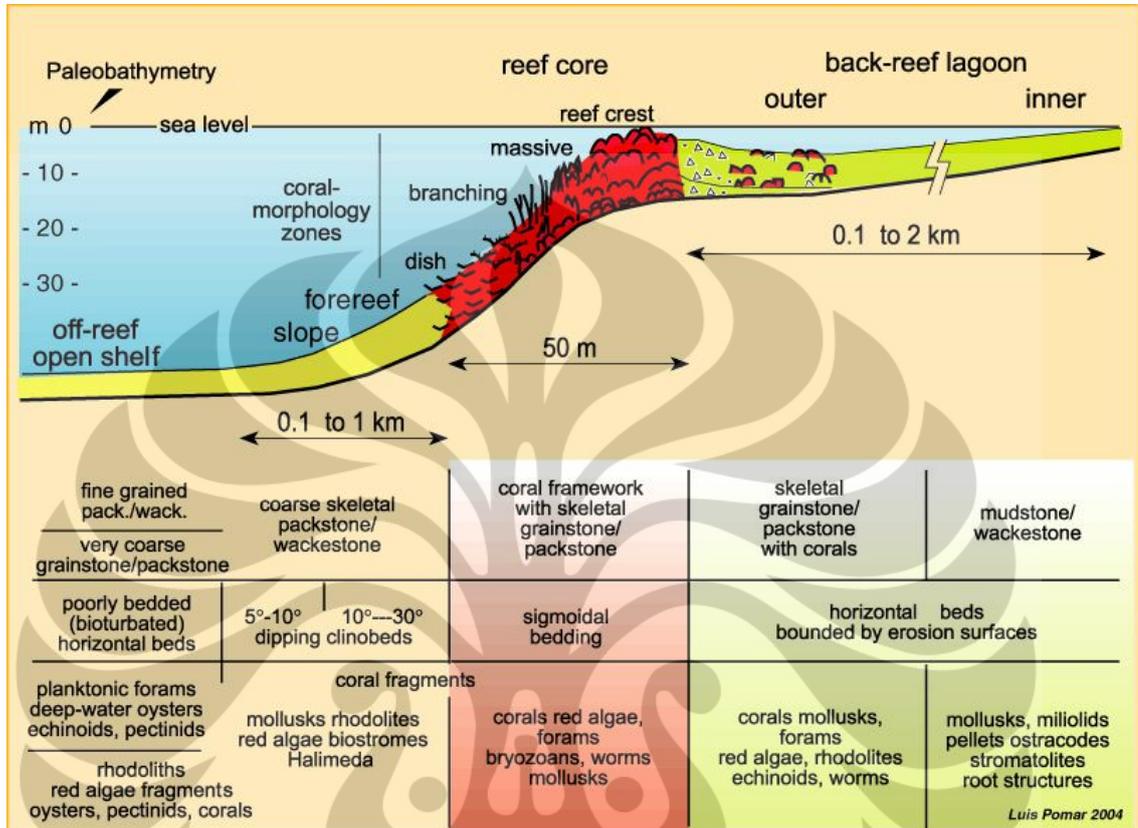


Gambar 2.4. Distribusi lapangan yang terbukti mengandung hidrokarbon disekitar daerah Lapangan “AS”.

2.4 Fasies Pengendapan Batuan Karbonat

Batuan karbonat adalah hasil pengendapan yang didominasi oleh material organik yang pertumbuhannya sangat dipengaruhi oleh lingkungan hidup terumbu (salinitas, hangat/lingkungan air dangkal, dll). Paparan karbonat didominasi oleh material organik, membentuk kenampakan positif dengan relief yang signifikan dan dapat memiliki kemiringan lebih dari 85° . Karbonat dapat berkembang sebagai paparan terisolasi (*isolated platform*) dan terikat (*attached platform*).

Sistem porositas pada batuan karbonat cukup rumit tapi dapat dihubungkan pada fasies pengendapannya.



Gambar 2.5. Model terumbu karbonat dan fasies asosiasinya (Pomar, 2004, dalam SEPMstrata, 2009)

Fasies model karbonat dibagi menjadi 4, yaitu dari arah darat ke laut : fasies laguna belakang terumbu (*back-reef lagoon*) yang berada di arah daratan. Fasies inti terumbu (*reef core*) adalah fasies dimana terumbu tumbuh dan menjadi sumber sedimen karbonat. Fasies lereng terumbu (*reef slope*) adalah fasies yang terdapat di muka dari inti terumbu ke arah laut terbuka. Endapan paparan terbuka (*open-shelf deposit*) adalah fasies yang terendapkan di dasar lereng di laut dangkal terbuka (Gambar 2.5).

Dengan mengetahui fasies karbonat, kita dapat mengetahui keterhubungan porositas (*porosity connectivity*) dan penghalang permeabilitas (*permeability barrier*). Untuk mengetahui keterhubungan porositas kita harus mengetahui

tekstur batuan karbonat berdasarkan Dunham, 1962 (Gambar 2.6). Klasifikasi Dunham dipakai untuk mengetahui tekstur batuan karbonat jenis *mud supported* dan *grain supported*, dimana langsung berhubungan langsung dengan konektivitas porositas. Tetapi klasifikasi Dunham hanya berlaku untuk batuan karbonat dengan tekstur berukuran < 2 mm (*calcilutite* dan *calcarenite*).

Guna mengetahui jenis batuan karbonat yang bertekstur > 2 mm, dapat menggunakan klasifikasi Embry & Klovan, 1971 (Gambar 2.7). Dimana Embry & Klovan membagi juga berdasarkan *mud supported* dan *grain supported*. Kelebihan dari klasifikasi Embry & Klovan ialah dapat melihat struktur tumbuh dari fasies reefal, contohnya ialah Bafflestone, Bindstone dan Framestone. Struktur tumbuh ini hanya dapat dideskripsi dari data batuan inti (*core*) dan singkapan batuan (*outcrop*), sehingga tidak bisa dilihat dari data serbuk bor (*cutting*). Dengan data serbuk bor atau *cutting*, hanya dapat menggunakan klasifikasi Dunham.

Pertumbuhan karbonat dapat memiliki pola agradasi, progradasi, drowning dan sebagainya. Hal ini disebabkan pertumbuhan karbonat dipengaruhi oleh muka air laut dan kemampuan terumbu untuk tumbuh atau bertahan hidup. Berbagai kenampakan pertumbuhan karbonat dan kenampakkannya oleh pengaruh laju kenaikan ataupun penurunan muka air laut dan kecepatan pertumbuhan terumbu ditunjukkan pada Gambar 2.8.

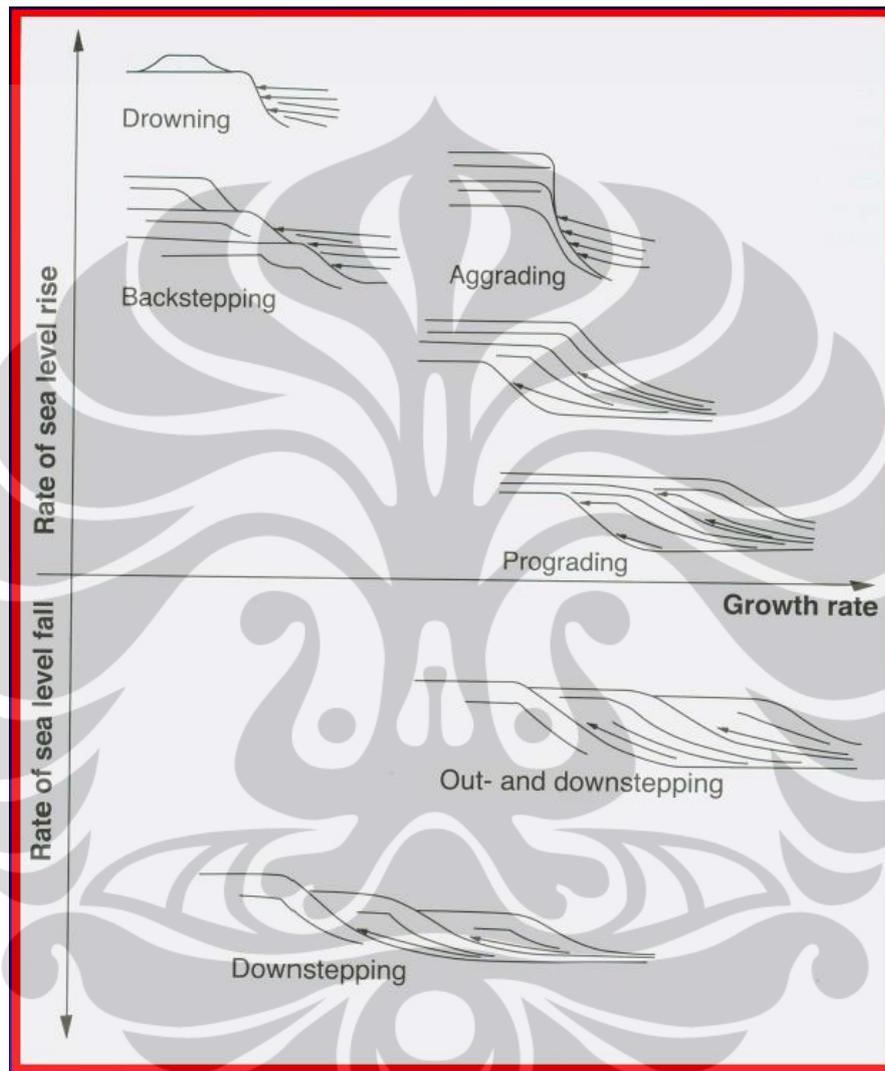
Depositional texture recognizable				Depositional texture not recognizable	
Original components not bound together during deposition			Original components were bound together		
Contains mud (clay and fine silt-size carbonate)		Lacks mud and is grain supported			
Mud-supported		Grain-supported			
Less than 10% grains	More than 10% grains				
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Boundstone	Crystalline

Gambar 2.6. Fasies batuan karbonat mengacu kepada Dunham (1962)

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

Gambar 2.7. Klasifikasi batuan karbonat mengacu kepada Embry & Klovan (1971)

Kenampakan pola pertumbuhan morfologi karbonat ini bisa dikenali didalam penampang seismik, sehingga kenampakan terminasi reflektor seismik dan internal karakter seismik dapat digunakan untuk memprediksi pola pembentukan sedimen karbonat.



Gambar 2.8. Skematik bentuk pertumbuhan karbonat oleh pengaruh kenaikan/penurunan muka air laut dan kecepatan pertumbuhan terumbu (Sarg, 2010)

2.5 Diagenesa Batuan Karbonat

Porositas batuan karbonat adalah fungsi dari proses pengendapan (*winnowing lime-mud*) dan proses diagenesa yaitu pengisian pori oleh semen karbonat atau pelarutan. Batuan karbonat sangat peka terhadap perubahan mineral dan

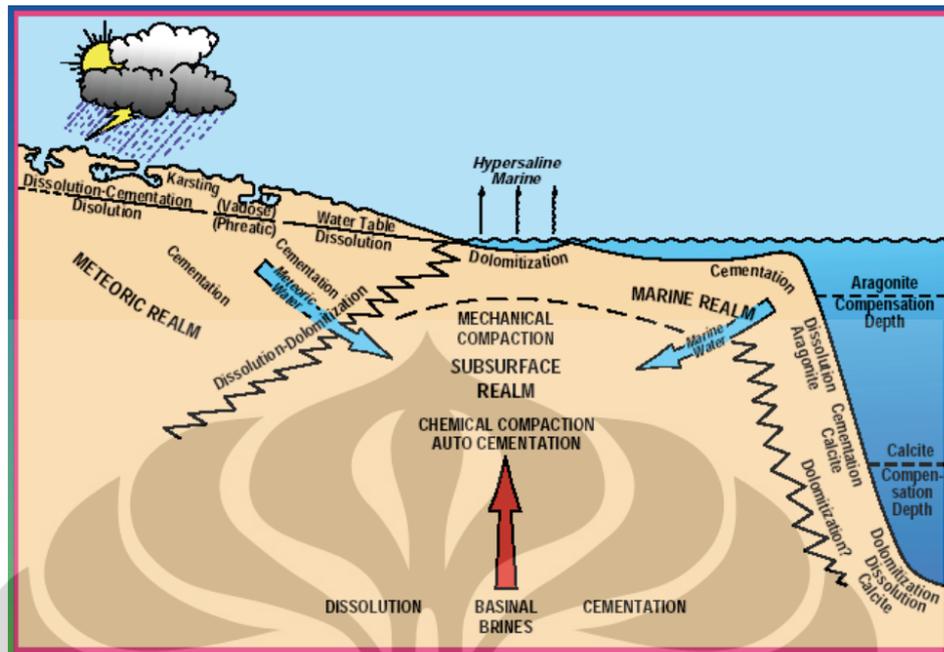
perubahan tekstur, sementasi dan disolusi. Proses alterasi ini dapat terjadi kapan saja sejak sesaat proses pengendapan hingga setelah terpendam (*deep burial*) maupun ketika terangkat di permukaan. Proses diagenesa terjadi pada saat karbonat mengalami kontak dengan air yang memiliki berbagai komposisi secara kimia

Diagenesa batuan karbonat dapat terjadi di berbagai lingkungan/tempat antara lain pada lingkungan laut pada saat pengendapan sedimen, dekat dengan permukaan sedimen dimana air tawar masuk ke dalam sedimen atau oleh air asin di bawah permukaan yang lebih dalam. Proses diagenesa dapat diinterpretasikan secara logis dengan studi yang detail. Dengan cara ini evolusi porositas pada karbonat dapat diurai lebih akurat untuk memprediksi pola porositas reservoir. Karena tipe fluida yang berbeda memiliki pengaruh yang berbeda terhadap sedimen dan batuan karbonat, maka lingkungan diagenesa didefinisikan oleh jenis fluida yang menempati ruang pori sedimen/batuan. Lingkungan utama terjadinya diagenesa meliputi laut (*marine diagenesis*), meteorik dan penimbunan (Gambar 2.9)

2.5.1 Diagenesa Lingkungan Laut

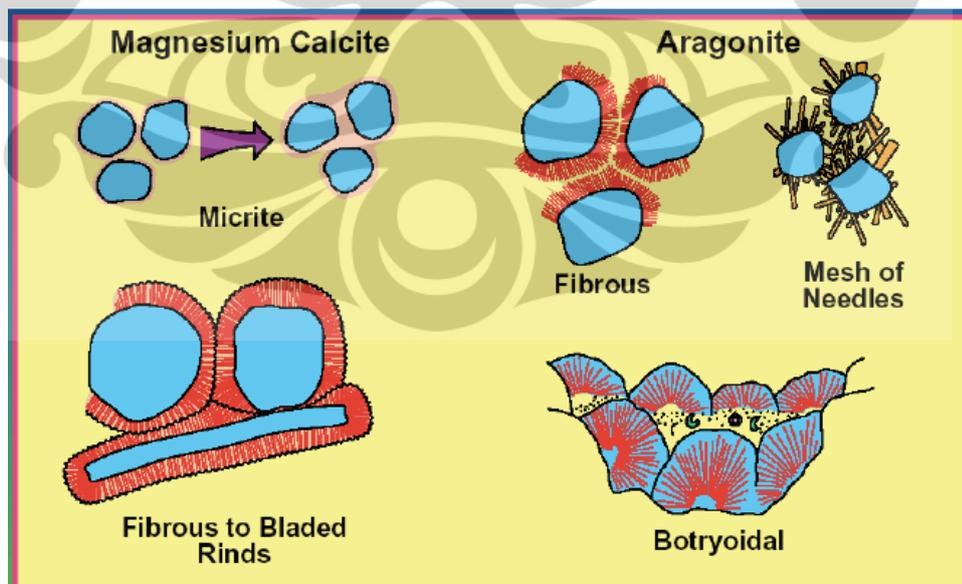
Diagenesa awal sedimen karbonat diawali di lingkungan laut sehingga proses diagenesa yang terjadi sangat mencirikan perubahan paling awal sesaat setelah pengendapan. Diagenesis dalam lingkungan laut relatif terjadi secara langsung. Air laut di daerah tropis dan lingkungan air laut dangkal jenuh oleh mineral aragonit, HMC (*high magnesium calcite*), LMC (*Low Magnesium Calcite*), dan dolomit. Dengan demikian, maka terjadi proses sementasi yang dominan. Secara umum, sementasi laut biasanya tersusun aragonit dan HMC.

Diagenesa air laut terhadap karbonat mengakibatkan beberapa proses berikut meliputi: Mikritisasi, Neomorphism butiran tumbuh dari Aragonit menjadi HMC dan sementasi oleh aragonit dan HMC.



Gambar 2.9. Pembagian lingkungan proses diagenesa batuan karbonat (Humphrey, 2010).

Pola sementasi yang dapat dihasilkan pada lingkungan air laut sangat bervariasi dengan hampir semua semen air laut tersusun oleh aragonit dan HMC. Semen aragonit cenderung membentuk jarum, kipas dan botryoids, sedangkan semen HMC cenderung membentuk pedang dan semen mikrit peloidal (Gambar 2.10). Intensitas sementasi tergantung oleh proses sirkulasi air

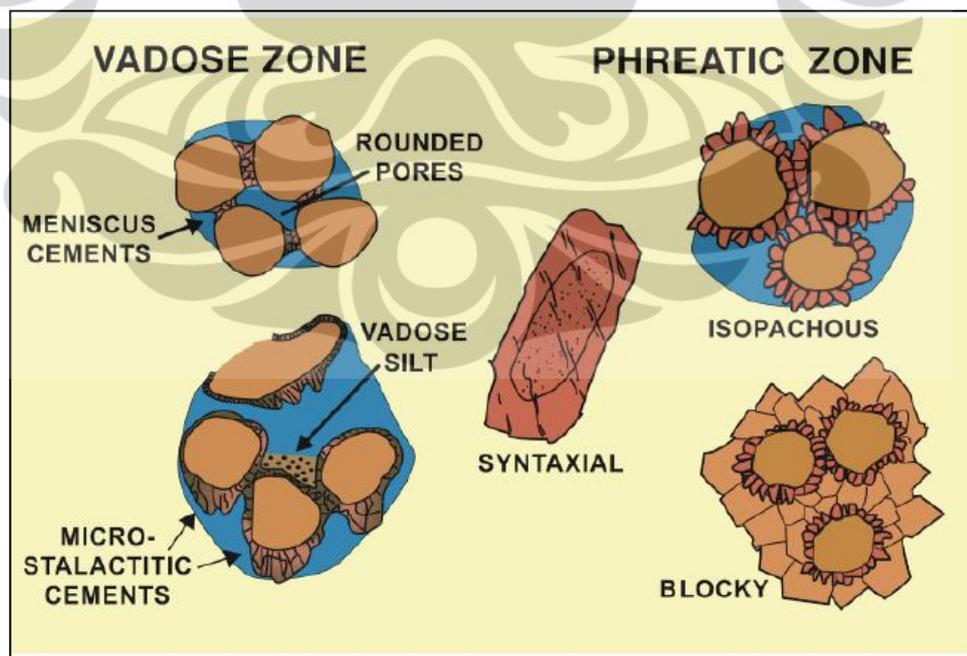


Gambar 2.10. Kenampakan semen yang terbentuk pada lingkungan laut dangkal (Humphrey, 2010).

2.5.2 Diagenesa Lingkungan Meteorik

Lingkungan meteorik adalah tempat yang kompleks yang terbagi ke dalam beberapa sub-lingkungan. Dipisahkan ke dalam sublingkungan berdasarkan fluida yang mengisi pori yaitu zona *vadose* dan zona *phreatic*. Zona *vadose* adalah untuk zona yang *undersaturated* di atas muka air tanah dan zona *phreatic* untuk zona yang *saturated* (dibawah muka air tanah). Mineral aragonit dan HMC akan larut dilingkungan ini dan LMC akan terpresipitasi sebagai hasil *replacement* dan sementasi.

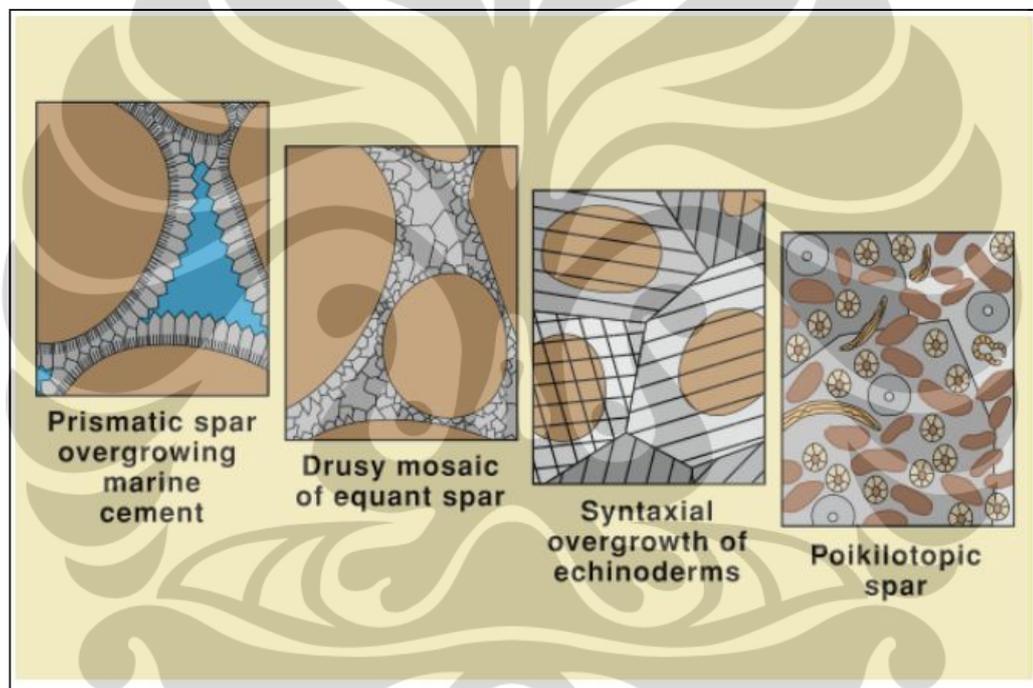
Efek diagenesa air tawar pada batuan karbonat mengakibatkan hal berikut ini antara lain: inversi aragonit menjadi LMC (baik melalui proses pelarutan dan maupun presipitasi atau dalam kondisi padatan/*solid state*), inversi dari HMC menjadi LMC dengan sedikit dolomit (kehilangan ion Mg pada kondisi padat), sementasi LMC oleh air dengan kandungan CO₂ rendah, pelarutan oleh air yang kaya CO₂ dan pertumbuhan butiran (*grain growth*). Pada umumnya penciri proses diagenesa pada lingkungan meteorik diamati oleh pola sementasinya (Gambar 2.11). Zona *vadose* dicirikan oleh semen meniskus dan mikrostalaktit sedangkan zona *phreatic* bisa dicirikan oleh semen yang *isopach* maupun *blocky*.



Gambar 2.11. Kenampakan semen karbonat pada sublingkungan diagenesa Meteorik (Humphrey, 2010).

2.5.3 Diagenesa Penimbunan (Burial Diagenesis)

Proses diagenesa penimbunan terjadi akibat meningkatnya tekanan dan temperatur yang dipengaruhi oleh waktu dan terjadi penurunan porositas baik oleh proses kompaksi mekanik dan kimiawi serta proses sementasi. Akibat dari diagenesa penimbunan ini terjadi proses pelarutan dan sementasi yang disebabkan oleh *pressure solution*, reprecipitasi, gerakan air regional yang dilepaskan oleh proses kompaksi, pergerakan regional air tawar di bawah muka air tanah dan peregakan oleh struktur (*fracturing*). Kenampakan semen karbonat penciri lingkungan diagenesa ini dapat dilihat pada Gambar 2.12.



Gambar 2.12. Kenampakan semen karbonat pada lingkungan diagenesa penimbunan (Humphrey, 2010).

2.6 Aplikasi Attribute Impedansi Akustik Dalam Karakterisasi Reservoir.

Karakterisasi reservoir didefinisikan sebagai suatu proses untuk menggambarkan secara kualitatif dan atau kuantitatif karakter reservoir dengan menggunakan semua data yang ada (Sukmono, 2002). Data yang digunakan adalah data seismik, data log dan data reservoir. Seismik inversi dapat didefinisikan sebagai teknik membuat model geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol. Model geologi geologi yang dihasilkan adalah model impedansi yang dapat berupa AI (*Acoustic Impedance*), SI (*Shear Impedance*) ataupun EI (*Elastic Impedance*).

2.6.1 Impedansi Akustik (AI)

Model satu dimensi (model dasar) untuk jejak seismik (*seismic trace*) yaitu mengacu pada model konvolusi yang menyatakan bahwa tiap jejak seismik merupakan hasil konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik ditambah dengan *noise* (Russell, 1996). Pernyataan tersebut jika dituliskan dalam persamaan adalah sebagai berikut :

$$S(t) = W(t) * RC(t) + n(t) \quad (2.1)$$

dimana : S(t) : trace seismik

W(t) : wavelet seismik

* : konvolusi

RC(t) : reflektivitas bumi, dan

n(t) : noise

jika *noise* (n(t)) dianggap nol, maka persamaan 3.1 menjadi:

$$S(t) = W(t) * RC(t) \quad (2.2)$$

Koefisien refleksi (R(t)) merupakan perubahan impedansi akustik (AI) di dalam bumi yang didefinisikan sebagai hasil perkalian antara kecepatan gelombang P (V_p) dan densitas (ρ).

$$AI = \rho V_p \quad (2.3)$$

Secara matematis, R pada batas antara kedua lapisan dirumuskan sbb:

$$R_i = \frac{\rho_{i+1}V_{i+1} - \rho_iV_i}{\rho_{i+1}V_{i+1} + \rho_iV_i} = \frac{AI_{i+1} - AI_i}{AI_{i+1} + AI_i} \quad (2.4)$$

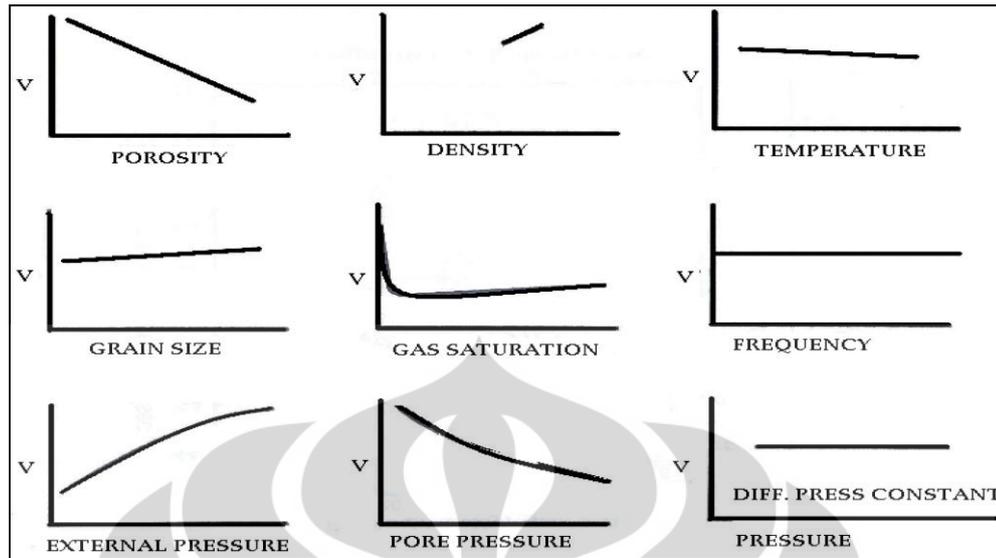
dimana lapisan ke- i terletak di atas lapisan ke- $(i + 1)$.

Karena orde nilai kecepatan lebih besar dibandingkan dengan orde nilai densitas, maka harga impedansi akustik lebih dikontrol oleh kecepatan gelombang seismik daripada densitas batuan. Pada saat gelombang seismik melalui dua media yang impedansi akustiknya berbeda maka sebagian energinya akan dipantulkan dan sebagian lagi ditransmisikan. Perbandingan antara energi yang dipantulkan dengan energi yang datang pada keadaan normal dituliskan dalam persamaan :

$$\frac{E_r}{E_i} = R_i \times R_i \quad (2.5)$$

dimana :
 Er : Energi Pantul,
 Ei : Energi Datang,
 Ri : Koefisien Refleksi (R) ke-i

Sesuai dengan persamaan (2.5) maka hanya sebagian kecil energi yang direfleksikan bila kontras impedansi akustiknya tidak berbeda secara signifikan. Perbedaan harga AI didapatkan karena adanya kontras densitas maupun kecepatan gelombang seismik. AI adalah parameter batuan yang dipengaruhi oleh tipe dari litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan, dan suhu. Oleh sebab itu AI dapat digunakan untuk identifikasi litologi, porositas, hidrokarbon, dan yang lainnya. Pada Gambar 2.13 dapat dilihat beberapa faktor yang dapat mempengaruhi nilai kecepatan gelombang seismik. Karakterisasi berdasarkan impedansi akustik memiliki keterbatasan dalam membedakan antara efek litologi dan fluida. Nilai impedansi akustik rendah yang disebabkan oleh kehadiran fluida hidrokarbon sering dianggap sebagai impedansi akustik rendah dari efek litologi.



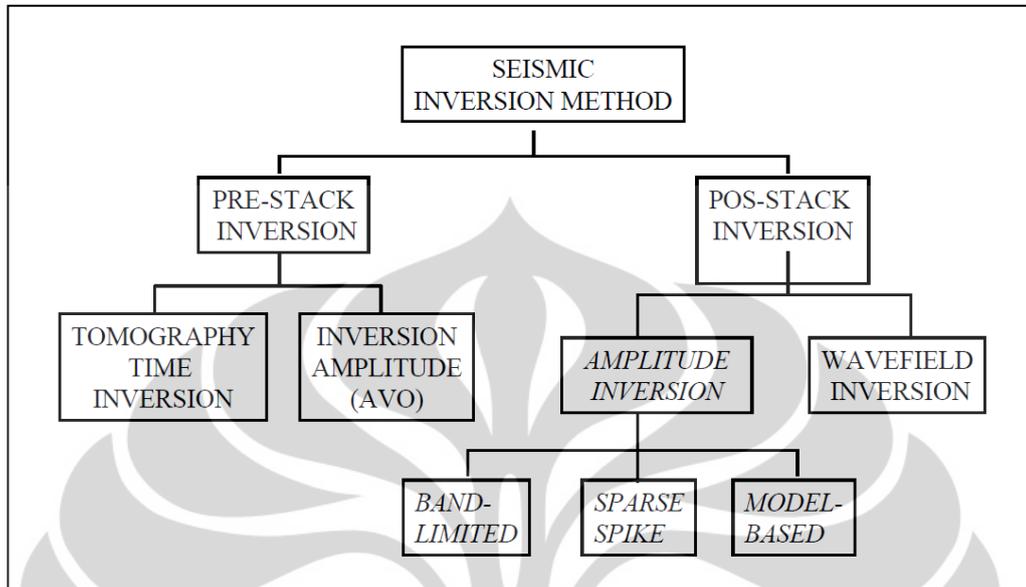
Gambar 2.13 Pengaruh beberapa faktor terhadap kecepatan gelombang seismik (Hiltermann, 1977, *op. cite* Sukmono, 2002)

2.6.2 Metoda Seismik Inversi

Pekerjaan inversi seismik pada dasarnya adalah mengekstrak parameter petrofisika dari batuan di bawah permukaan secara lateral berdasarkan informasi yang ada di dalam data seismik. Impedansi akustik (*Acoustic Impedance*) merupakan parameter batuan yang dipengaruhi oleh litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan dan suhu, sehingga dapat digunakan untuk identifikasi parameter-parameter batuan yang mempengaruhinya. Sebagai hasilnya impedansi akustik salah satunya bisa menggambarkan parameter porositas dari batuan. Inversi membutuhkan kontrol data sumur. Data sumur yang diperlukan dari sumur adalah log impedansi akustik dan sekuen stratigrafi. Dari data sumur diinterpretasikan seismik stratigrafi yang akan mengontrol model awal dan karakter jebakan hidrokarbon.

Seismik inversi adalah teknik untuk memprediksi model geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2002). Model geologi yang dihasilkan oleh seismik inversi ialah model impedansi yang mewakili gambaran bawah permukaan bumi, sehingga lebih mudah untuk dipahami dan lebih mudah diinterpretasi.

Metode seismik inversi dibagi menjadi 2 berdasarkan jenis data yang digunakan yaitu data seismik pre-stack dan data post-stack (Gambar 2.14).



Gambar 2.14. Metode Seismik Inversi (Russel, 1988)

Di bawah ini akan dibahas sedikit tentang beberapa inversi post-stack yaitu inversi rekursif, inversi *sparse spike*, dan inversi *model based*.

a. Inversi Rekursif

Inversi rekursif atau biasa disebut dengan inversi *bandlimited* menganggap jejak seismik merupakan reflektifitas (R) yang telah difilter oleh wavelet fasa nol. Metoda ini merupakan yang paling sederhana untuk mendapatkan nilai impedansi akustik (AI). Diawali dari persamaan 2.4, persamaan tersebut dapat dirubah menjadi:

$$1 + R_i = \frac{AI_{i+1} + AI_i}{AI_{i+1} + AI_i} + \frac{AI_{i+1} - AI_i}{AI_{i+1} + AI_i} = \frac{2AI_{i+1}}{AI_{i+1} + AI_i}, \quad (2.7)$$

$$1 - R_i = \frac{AI_{i+1} + AI_i}{AI_{i+1} + AI_i} - \frac{AI_{i+1} - AI_i}{AI_{i+1} + AI_i} = \frac{2AI_i}{AI_{i+1} + AI_i}, \quad (2.8)$$

jika kedua persamaan tersebut dibagi maka akan menghasilkan:

$$\frac{AI_{i+1}}{AI_i} = \frac{1 + R_i}{1 - R_i}, \quad (3.9) \quad \text{atau} \quad AI_{i+1} = AI_i \left[\frac{1 + R_i}{1 - R_i} \right]. \quad (2.10)$$

Apabila AI_i dapat ditentukan, maka AI lapisan-lapisan berikutnya dapat ditentukan kemudian secara rekursif berdasarkan persamaan berikut:

$$AI_n = AI_i \prod_{i=1}^{n-1} \left[\frac{1 + R_i}{1 - R_i} \right]. \quad (2.11)$$

kelemahan dari Inversi rekursif diantaranya adalah :

1. Tidak ada kontrol geologi. Hal ini menjadikan metoda ini sama dengan *forward modeling*.
2. Sangat bergantung dengan penentuan AI lapisan pertama. Jika penentuan AI tidak tepat, dapat terjadi penumpukan kesalahan.
3. Data seismik yang mengandung noise akan terbawa dalam proses inversi.
4. Kemampuan untuk memprediksi AI secara lateral tidak bagus.

b. Inversi Model based

Pada metode inversi rekursif, hasil inversi dipengaruhi oleh *noise*, *recovery* amplitudo yang buruk dan *band limited*. Yang berarti semua problem pada data itu sendiri akan terlibat pada hasil akhir inversi. Untuk memecahkan masalah ini dikembangkan teknik inversi model-based.

1. Membuat model awal dalam versi blocky dengan merata-ratakan nilai AI sesuai dengan ukuran blok yang diberikan
2. Mengkonversi AI kedalam reflektifitas dan konvolusi dengan estimasi wavelet untuk memulihkan tras model sintetik.
3. Mengkurangkan tras seismik sintetik dari tras seismik yang nyata untuk mendapatkan tras 'kesalahan'.
4. Update model AI dan ketebalannya iteratif dengan menggunakan metode inversi GLI (Generalized Linear Inversi), sehingga kesalahan menurun.
5. Iterasi dilakukan sampai solusi yang baik diperoleh

c. Inversi *Sparse Spike*

Metoda inversi ini mengasumsikan bahwa reflektifitas suatu model dianggap sebagai rangkaian spike yang jarang dan bernilai besar, ditambahkan dengan deret *sparse spike* kecil dan kemudian dilakukan estimasi wavelet berdasarkan asumsi model tersebut. Tras seismik akan mengalami penambahan jumlah *sparse spike* baru yang lebih kecil dari *sparse spike* sebelumnya sehingga akan membuat menjadi lebih akurat. Dalam metoda *sparse spike* ini terdapat beberapa teknik dekonvolusi, karena metoda ini mengasumsikan beberapa model reflektifitas dan membuat estimasi wavelet berdasarkan model asumsi tersebut. Teknik-teknik tersebut ialah :

1. Metoda dekonvolusi dan inversi *Maximum Likelihood* (MLD).
2. Metoda dekonvolusi dan inversi Norm L-1.
3. Dekonvolusi minimum entropi.

Metoda inversi ini memiliki kelebihan dibandingkan metoda dekonvolusi biasa karena estimasi *sparse spike* dengan batas, sehingga dapat digunakan untuk estimasi reflektifitas *full-bandwidth*.

BAB 3

DATA DAN PENGOLAHAN DATA

3.1 Data

Semua data yang diperlukan dalam penelitian diperoleh dari PT Medco E&P Malaka di kantor pusat Jakarta. Data meliputi data sumur, data seismik 3D dan juga data laporan pendukung. Sumur pemboran pertama kali dilakukan di daerah lapangan AS adalah sumur AS-1 (tahun 1970) dengan target di formasi Keutapang dan memiliki total depth 1570 mMD. Pemboran sumur AS-2 dilakukan pada tahun 1972 dan menembus karbonat Peutu namun reservoirnya *wet*. Baru pada pemboran ketiga tahun 1972 sumur AS-3 menembus karbonat Peutu yang mengandung hidrokarbon gas. Untuk data seismik yang digunakan dalam studi adalah data seismik 3D yang diakusisi pada tahun 1997.

3.1.1 Data Sumur

Di daerah lapangan “AS” telah dilakukan pemboran sumur sebanyak 10 sumur. Dari 10 sumur ini tidak semua sumur menembus reservoir karbonat peutu, ada 8 sumur yang menembus karbonat Peutu (Tabel 3.1). Data sumur yang digunakan meliputi data yang digunakan untuk identifikasi fasies pengendapan dan diagenesa dan data untuk analisa atribut impedansi akustik. Untuk analisa fasies pengendapan digunakan data analisa sayatan tipis sidewall core dan serbuk bor dari 2 sumur yaitu AS 7-A dan AS-9. Untuk analisa atribut impedansi akustik adalah data sumur yang memiliki kelengkapan data log meliputi log caliper, gamma ray, resistivity, neutron, density, sonik dan hasil analisa log yaitu porositas total meliputi sumur AS-3, AS-5, AS-7, AS-8, AS-9 dan AS-10.

3.1.2 Data Seismik

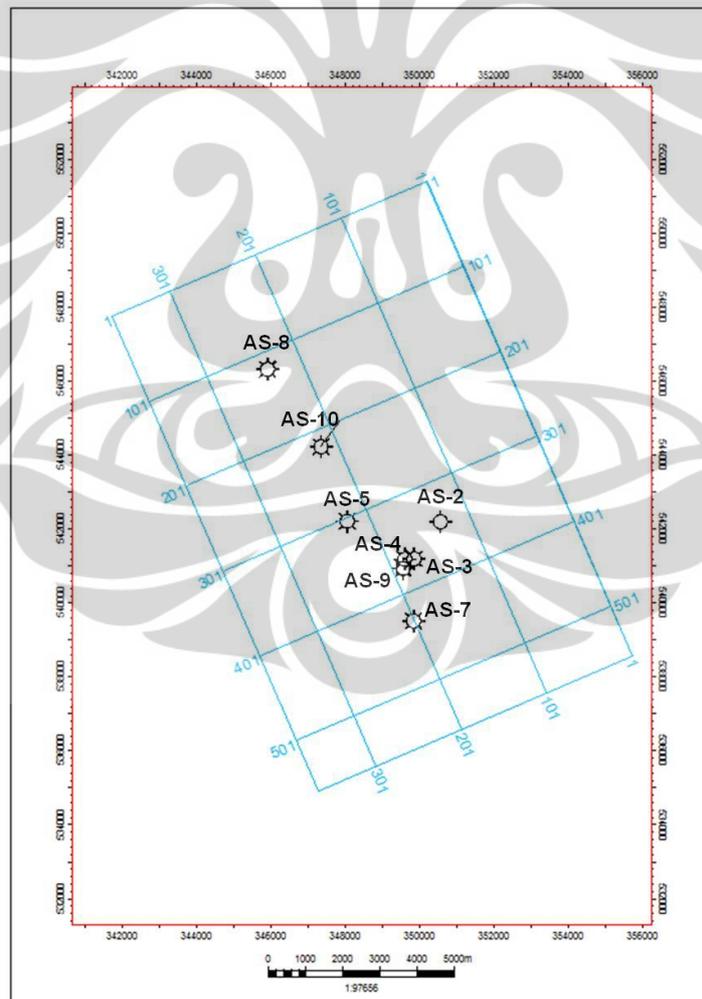
Data seismik yang digunakan adalah data seismik 3D post stack. Line seismik terdiri dari inline 1-560 dan cross line 1-368 dengan sampling interval 2 ms dan panjang rekaman 1-5000 ms. Data 3D ini melingkupi area seluas 141 km². Data

diakuisi pada tahun 1997 dan dilakukan reprocessing terakhir pada November 2010 (Gambar 3.1).

Tabel 3.1 Kelengkapan data sumur Lapangan “AS”

Sumur	GR	Resistivity	Neutron	Densitas	Sonik	SW	Porositas	Tahun Pembroran	Catatan
AS-1	×	×	×	×	×	×	×	1970	Tidak Menembus Karbonat Peutu
AS-2	√	√	×	×	√	×	×	1972	Dibawah kontak gas dengan air
AS-3	√	√	×	×	√	×	×	1972	
AS-4	×	×	×	×	×	×	×	1974	blow out
AS-5	√	√	√	√	√	√	√	1975	Menembus dekat GWC
AS-6	×	×	×	×	×	×	×	1975	Tidak Menembus Karbonat Peutu
AS-7	√	√	√	√	√	√	√	1982	
AS-8	√	√	√	√	√	√	√	1983	
AS-9	√	√	√	√	√	√	√	1996	
AS-10	√	√	√	√	√	√	√	1997	

√ : Ada × : Tidak Ada



Gambar 3.1 Peta dasar seismik 3D dan distribusi sumur yang menembus Karbonat Peutu pada Lapangan “AS”.

3.2 Pengolahan Data

Untuk analisa fasies pengendapan dan diagenesa mengacu pada laporan pendukung hasil analisa sayatan tipis conto sidewall core maupun serbuk bor pada sumur AS-7 dan AS-9. Informasi dari data sumur ini nantinya digunakan dalam melakukan interpretasi seismik (stratigrafi seismik). Dari hasil analisa fasies pengendapan dan diagenesa serta interpretasi seismik digunakan untuk membangun model geologi yang digunakan sebagai model awal inversi.

Dalam melakukan pengolahan data digunakan perangkat lunak untuk mendukung pekerjaan. Interpretasi digunakan perangkat lunak Petrel untuk melakukan interpretasi horison dan patahan. Aplikasi Petrel juga digunakan untuk analisa pemetaan impedansi akustik, porositas dan peta struktur waktu. Perangkat lunak Hampson Russel dalam hal ini modul STRATA digunakan untuk menghasilkan impedansi akustik. Selain itu perangkat lunak ini juga menyediakan aplikasi penting untuk pengikatan data sumur ke seismik, krossplot dll.

3.2.1 Analisa Fasies Pengendapan dan Proses Diagenesa Dari Data Sumur

Untuk merekonstruksi fasies pengendapan dan diagenesa di Lapangan “AS” data yang digunakan adalah laporan hasil analisa sayatan tipis percontonya sidewallcore dan serbuk bor dari sumur AS 7-A dan AS-9 (Syarifuddin, 2010). Untuk mempermudah dalam pengamatan mikroskopis, sebagian sayatan tipis di beri pewarna dengan *red-alizarine* yang berfungsi untuk membedakan antara kalsit dan dolomit, dan dicelup ke *blue epoxy* untuk mendeterminasi porositas.

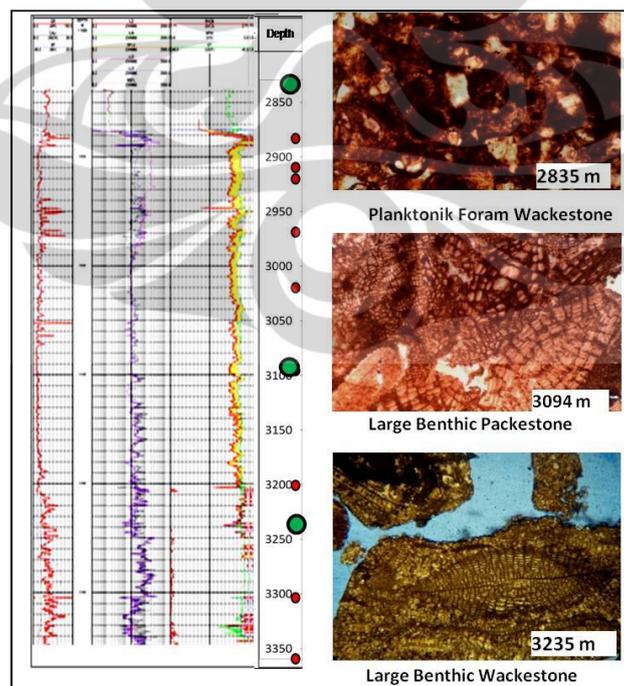
3.2.1.1 Analisa Fasies Pengendapan

Fasies Pengendapan yang diidentifikasi berdasarkan tekstur dan komponen utama dengan menggunakan klasifikasi batuan karbonat Dunham (1962), sementara untuk menghitung jumlah organisme menggunakan estimasi diagram persentase. Penamaan fasies litologinya menggunakan nama organisme yang dominan diikuti oleh teksturnya, sebagai contoh *foraminifera coral packstone*, *red algae wackestone* dll. Hasil analisa dari dua sumur yaitu AS-7 dan AS-9 adalah sebagai berikut :

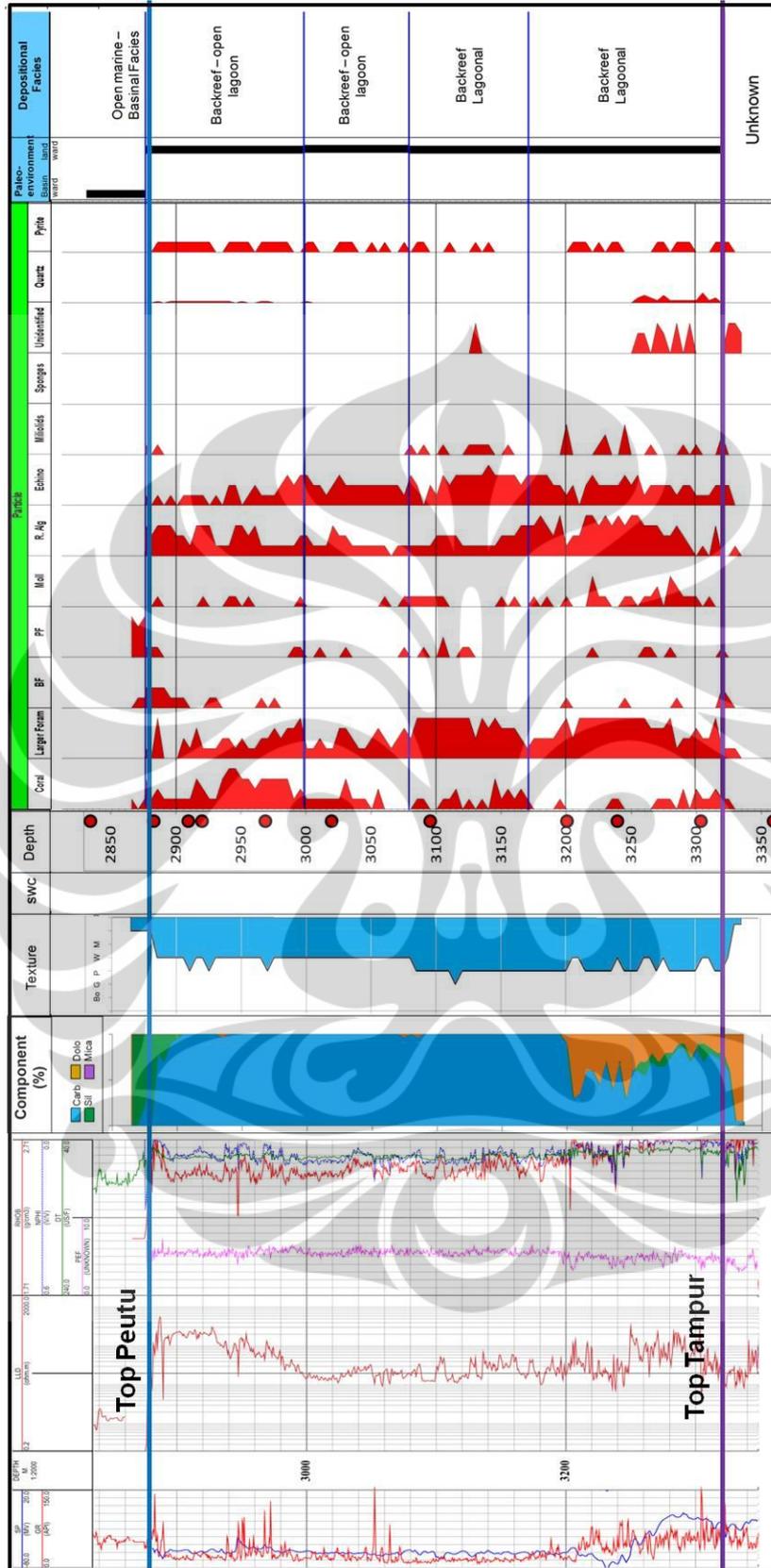
a. Fasies Pengendapan AS-7

AS-7 terletak di bagian selatan Lapangan “AS”. Dari hasil deskripsi sayatan tipis (Gambar 3.2) kemudian dibuat tabulasi dari seluruh hasil deskripsi (Gambar 3.3) dapat diinterpretasikan sumur menembus lebih dari 400 meter dari Formasi Peutu, yang tersusun sebagian besar oleh karang (*coral*), ganggang merah (*red algae*) dan fasies *large benthic foram packstone-wackestone* dengan sesekali terdapat fasies *grainstone*.

Suksesi secara vertikal menunjukkan fasies *grain-supported* di interval bagian tengah dan bagian bawah. ditutupi dibagian atas oleh fasies yang *muddy*. Oleh karena itu energi pengendapan ditafsirkan menurun ke arah atas. *Large benthic foram* dan fosil moluska sebagian besar terdiri dari fasies butiran dan keberadaannya semakin sedikit ke arah atas seiring dengan bertambahnya fragmen karang (*coral*). Munculnya moluska dan miliolid menunjukkan lingkungan pengendapan backreef - lagoonal walaupun banyak ditemukan *echinoid* yang mencirikan sistem pengendapan dalam sistem air yang teroksigen dengan baik. Beberapa foraminifera planktonik juga teramati di dalam fasies. Hal ini menunjukkan adanya pergantian/pengaruh kondisi laut terbuka selama pengendapan .



Gambar 3.2 Deskripsi dari beberapa sayatan tipis sumur A-7 (Syarifuddin, 2010).

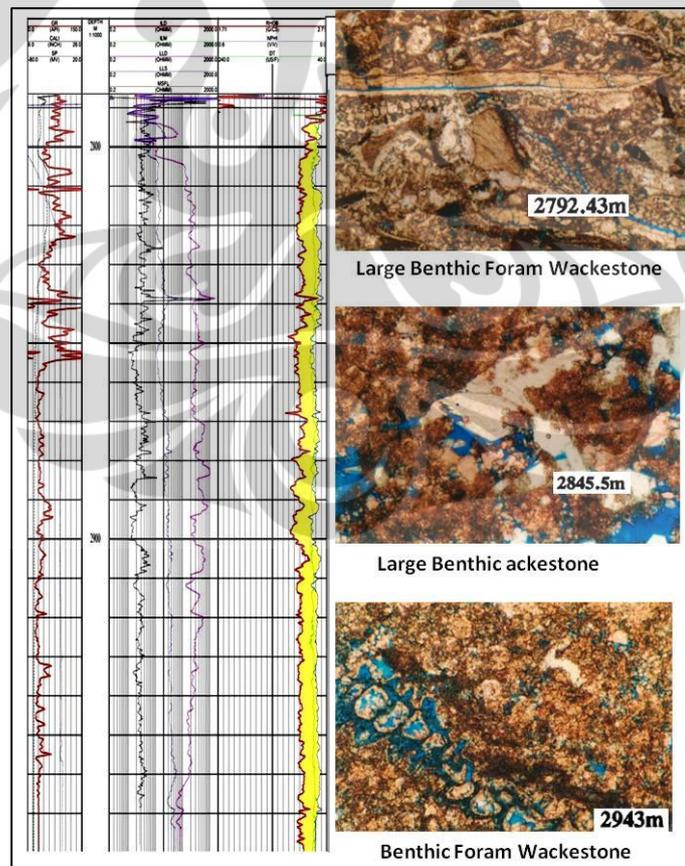


Gambar 3.3. Fasies Pengendapan sumur AS-7 menunjukkan bahwa karbonat diendapkan pada lingkungan backreef lagunal (Syarifuddin, 2010)

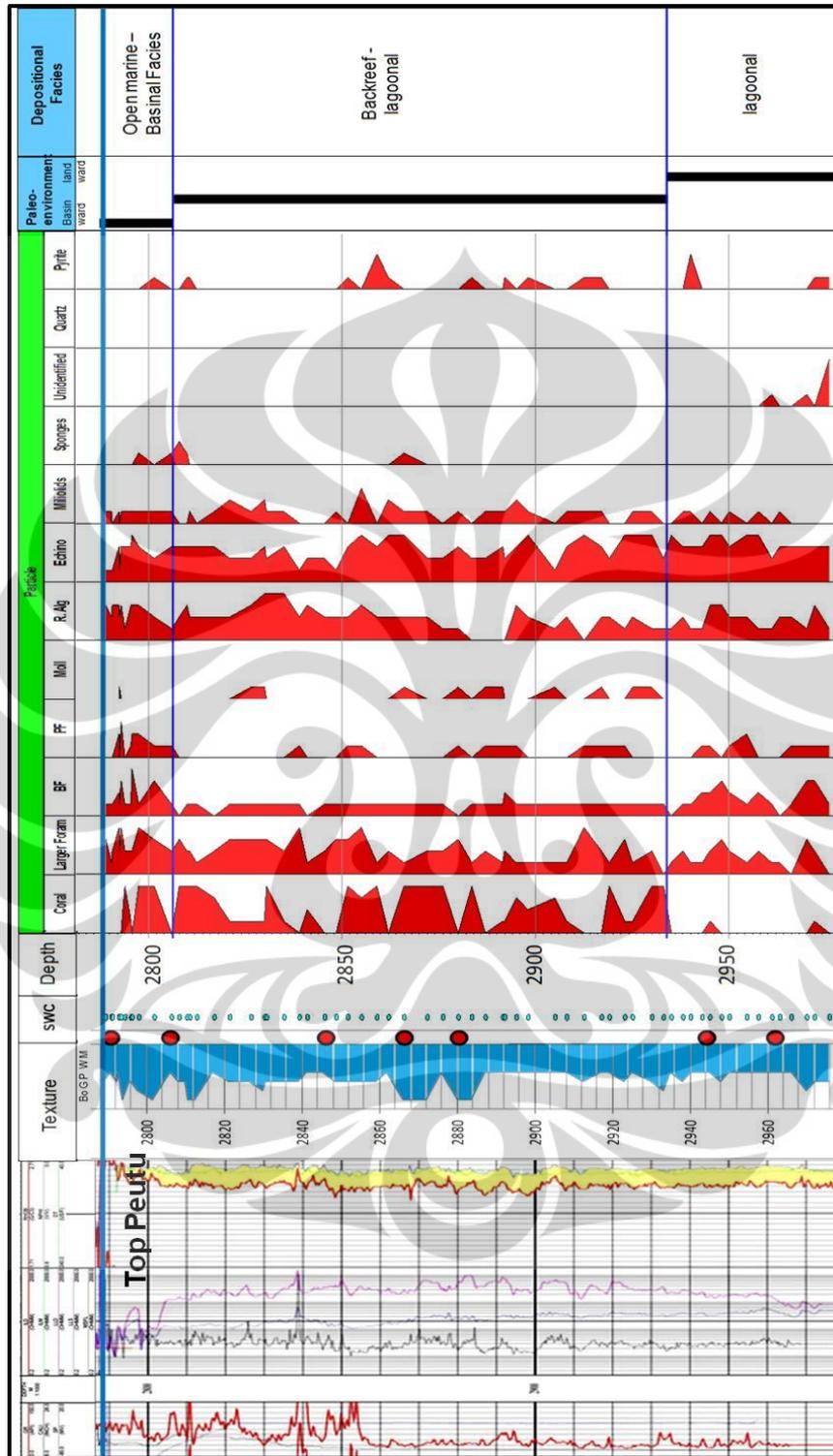
b. Fasies Pengendapan AS-9

Sumur AS-9 terletak beberapa ratus meter dari sumur AS-7 disebelah utara. Dari hasil deskripsi sayatan tipis (Gambar 3.4) dan kemudial dibuat tabulasi hasil deskripsi (Gambar 3.5), sumur AS-9 diinterpretasikan menembus bagian paling atas interval reservoir karbonat Peutu di lapangan “AS” yang tersusun oleh utamanya *coral*, ganggang merah dan fasies *large benthic foram packstone-grainstone*.

Berbeda dengan AS-7, suksesi fasies secara vertikal menunjukkan fasies *grain supported* kearah atas, hal mungkin dikendalikan oleh meningkatnya energi pengendapan. Munculnya butiran moluska dan miliolids mengindikasikan lingkungan pengendapan backreef - lagoonal walaupun sejumlah *echinoid* menunjukkan adanya sistem air yang teroksigen dengan baik. Beberapa fasies mengandung foraminifera planktonik yang mungkin menunjukkan pergantian kondisi laut terbuka selama pengendapan.



Gambar 3.4 Deskripsi dari beberapa sayatan tipis sumur AS-9 (Syariffuddin, 2010).



Gambar. 3.5. Fasies Pengendapan sumur AS-9 menunjukkan bahwa karbonat diendapkan pada lingkungan backreef lagunal (Syarifuddin, 2010)

3.2.1.2 Analisa Proses Diagenesa

Identifikasi proses diagenesa dilakukan dengan mengamati sayatan tipis dari data *sidewall core* maupun serbuk bor. Pengamatan yang dilakukan pada sayatan tipis untuk mengidentifikasi lingkungan diagenesa meliputi pengamatan pada jenis semen dan mikrit, jenis porositas dan kenampakan khusus. Jenis semen dan mikrit digambarkan berdasarkan pada penampilan dan bentuk. Kuantifikasi tidak dilakukan kecuali untuk menghitung laminasi mikrit. Hubungan potong-memotong (*cross-cutting*) merupakan parameter penting yang untuk menginterpretasikan urutan generasi proses sementasi dan memberikan informasi mengenai porositas.

a. Analisa Diagenesa Karbonat Peutu Pada Sumur AS-7

Secara umum reservoir AS-7 dapat dibagi menjadi 3 unit diagenesis yang utama yaitu *meteoric vadose*, *fresh water phreatic* dan *fresh water phretic* dengan dolomitasi (Gambar 3.6). Indikasi kuat adanya diagenesa meteorik ditunjukkan oleh banyaknya kenampakan dissolusi seperti laminasi micrite dan porositas vuggy. Pada zona ini porositas intra-partikel dan porositas vuggy cukup terawat dengan sesekali kenampakan porositas inter-partikel. Warna kemerahan pada conto serbuk bor mengindikasikan adanya proses oksidasi. Kenampakan conto serbuk bor dengan laminasi micrit kemerahan merupakan ciri khas tanah pedogenik yang dicirikan oleh kuarsa berbentuk membundar sebagai fragmen. Kelimpahan kenampakan ini secara konsisten berkurang seiring dengan kedalaman sampai kedalaman 3060 mMD. Hilangnya laminasi mikrit menandai batas unit ini dengan unit dibawahnya

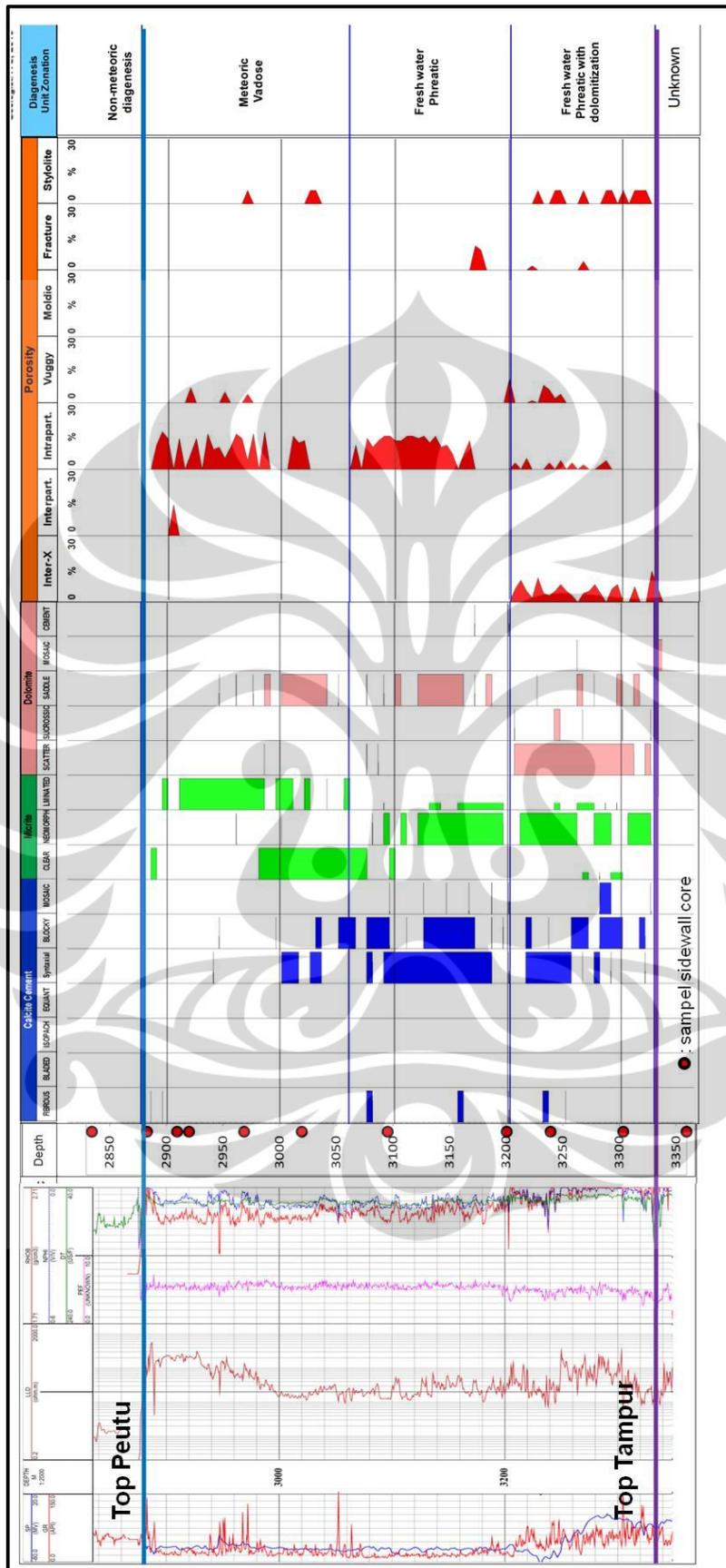
Unit 2 terdapat dibagian tengah reservoir dimana tersusun oleh fasies algal-foraminifera wackestone dan packstone. Contoh karakteristik dari unit ini umumnya segar dan menunjukkan derajat tinggi rekristalisasi organisme. Neomorphism menjadi dominan seiring kedalaman dan porositas umumnya tersusun oleh porositas intrapartikel yang terisolasi. Beberapa kenampakan porositas rekahan ada dibagian bawah unit ini meskipun pelamparannya tidak diketahui dengan baik. Bagian atas unit 3 ada pada kedalaman 3200 mMD

menunjukkan proses dolomitisasi yang menghasilkan porositas yang bagus . Batas antara unit ini dengan unit di atasnya dicirikan oleh kemunculan dolomitisasi.

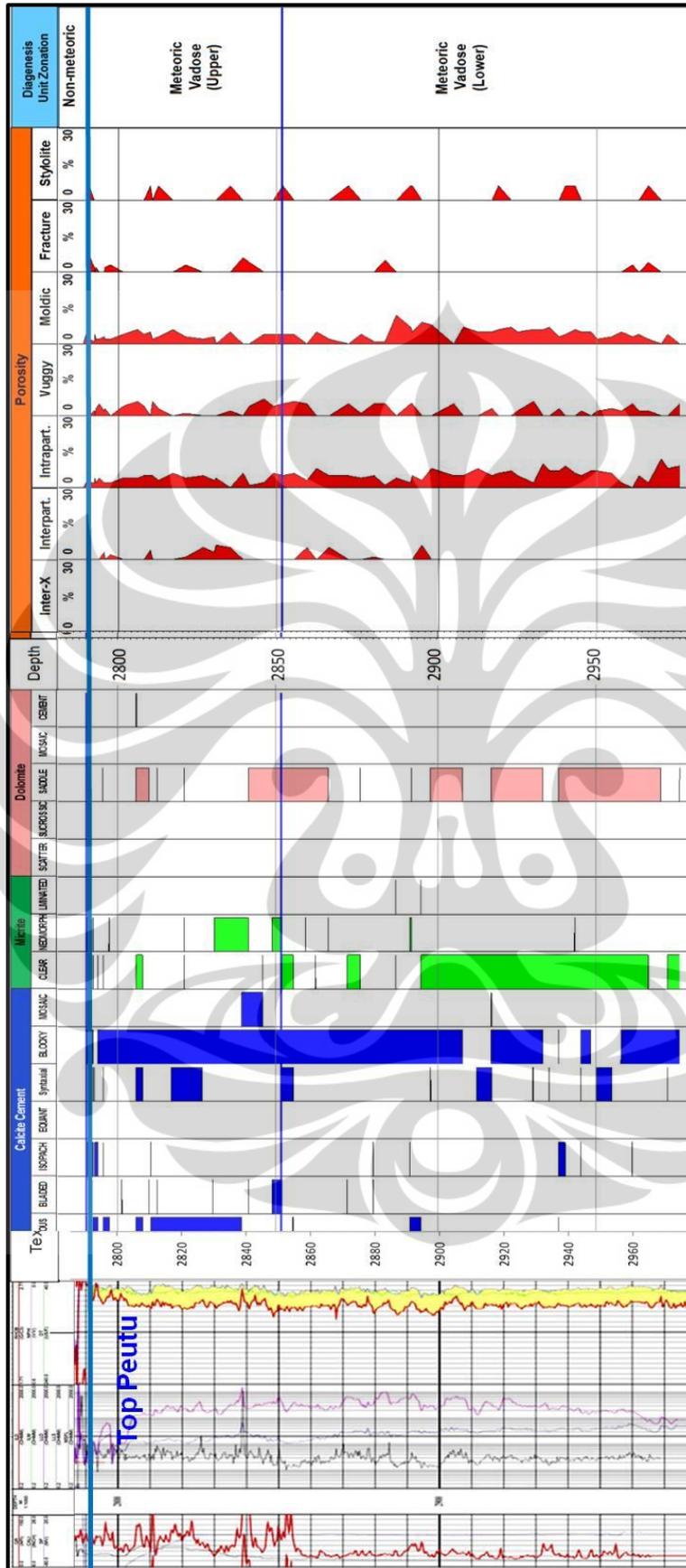
2. Analisa Diagenesa Karbonat Peutu Pada Sumur AS-9

Hasil pengamatan sayatan tipis pada sumur AS-9 menunjukkan indikasi utama diagenesa meteorik (Gambar 3.7). Indikasi ini teramati oleh jenis semen yang sebagian besar terdiri dari semen circumgranular (*blocky, bladed*). Beberapa indikasi adanya laminasi micrite juga mendukung terjadinya diagenesa di lingkungan air meteorik, meskipun batas antara *vadose*, dan *fresh water phreatic* masih belum diketahui (interpretatif) apakah ditembus oleh sumur ini atau tidak. Berdasarkan data yang ada, AS-9 reservoir didefinisikan sebagai zona meteorik, sama dengan interval bagian atas reservoir AS-7.

Porositas berkembang dengan baik diamati dari sayatan tipis dengan tipe porositas intrapartikel, *micritic* dan *vuggy* sebagai mayoritas di seluruh contoh. Hal ini juga menunjukkan disolusi besar pada kalsit yang mungkin sesuai dengan lingkungan diagenesis air meteorik.



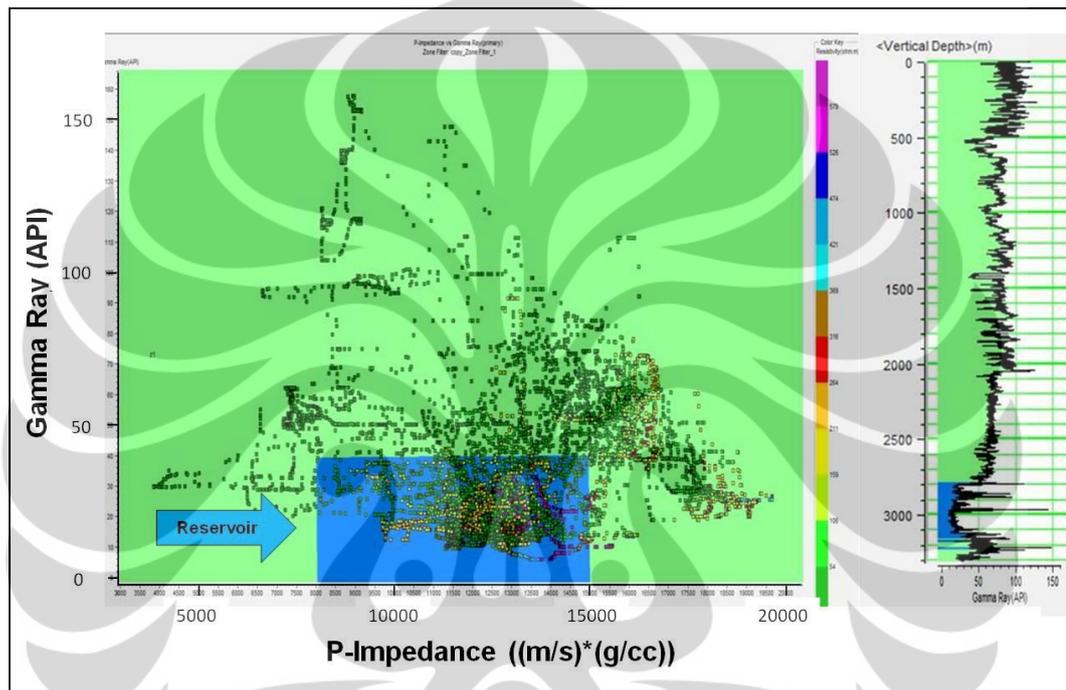
Gambar. 3.6. Identifikasi lingkungan Diagenesa pada sumur AS-7 (Syarifuddin, 2010)



Gambar. 3.7. Identifikasi lingkungan Diagenesa pada sumur AS-9 (Syarifuddin, 2010).

3.2.2 Analisa Krosplot Sumur

Dari data log yang tersedia, dilakukan analisa krosplot untuk mengidentifikasi keberadaan reservoir karbonat Peutu. Keberadaan reservoir Karbonat Peutu dapat diidentifikasi dengan melakukan Krosplot Gamma-ray dengan Impedansi-P, dimana batuan Karbonat dicirikan oleh nilai gamma-ray yang rendah dan impedansi gelombang-P yang relatif tinggi (Gambar 3.8)

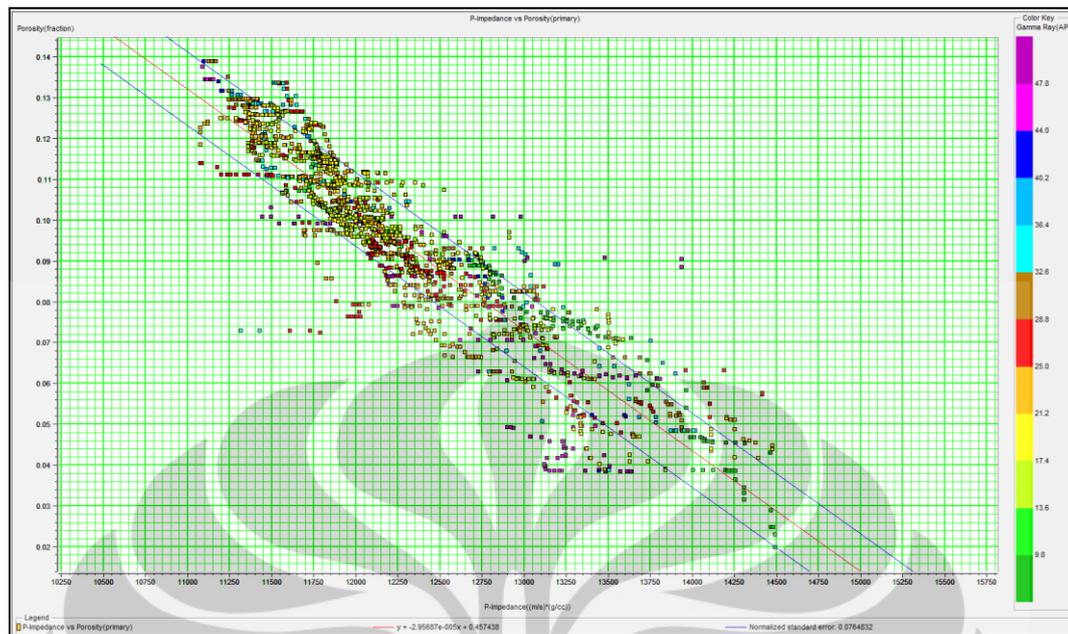


Gambar 3.8. Krosplot Impedansi P dengan Gammaray dari sumur yang menembus karbonat Peutu (zonasi berwarna biru) dengan penampang reservoir pada sumur AS-7

Analisa krosplot yang lain yang perlu dilakukan adalah krosplot antara Log porositas dan impedansi-P. Tujuan utama analisa krosplot adalah untuk mencari hubungan antara porositas dengan impedansi-P. Dari data sumur AS-7 dan AS-8 yang digunakan sebagai sumur kunci analisa inversi nantinya, diperoleh hasil krossplot analisisnya dalam Gambar 3.9. hubungan porositas dengan impedansi akustik di peroleh persamaan:

$$\text{Porositas} = (-0.0000295687 * AI) + 0.457438. \quad (3.1)$$

Persamaan ini nantinya digunakan untuk mengkonversi peta hasil inversi impedansi akustik ke dalam peta porositas.



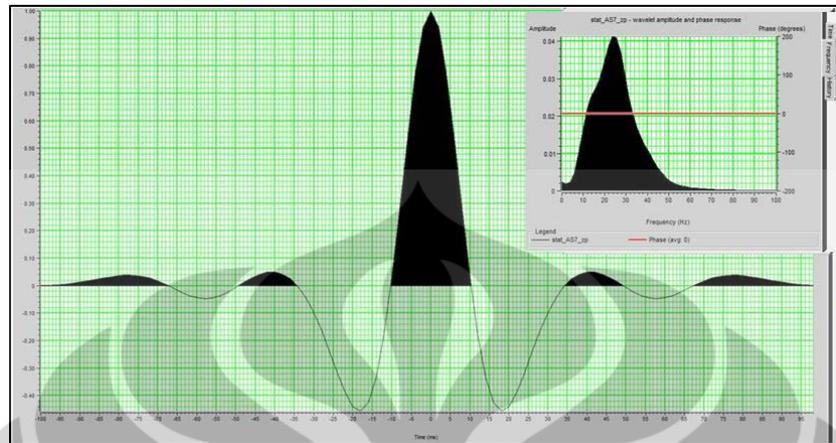
Gambar 3.9. Krosplot antara P-Impedance dengan Porositas dengan nilai Gamma Ray pada skala warna

3.2.3 Pengikatan Data Sumur dengan Seismik

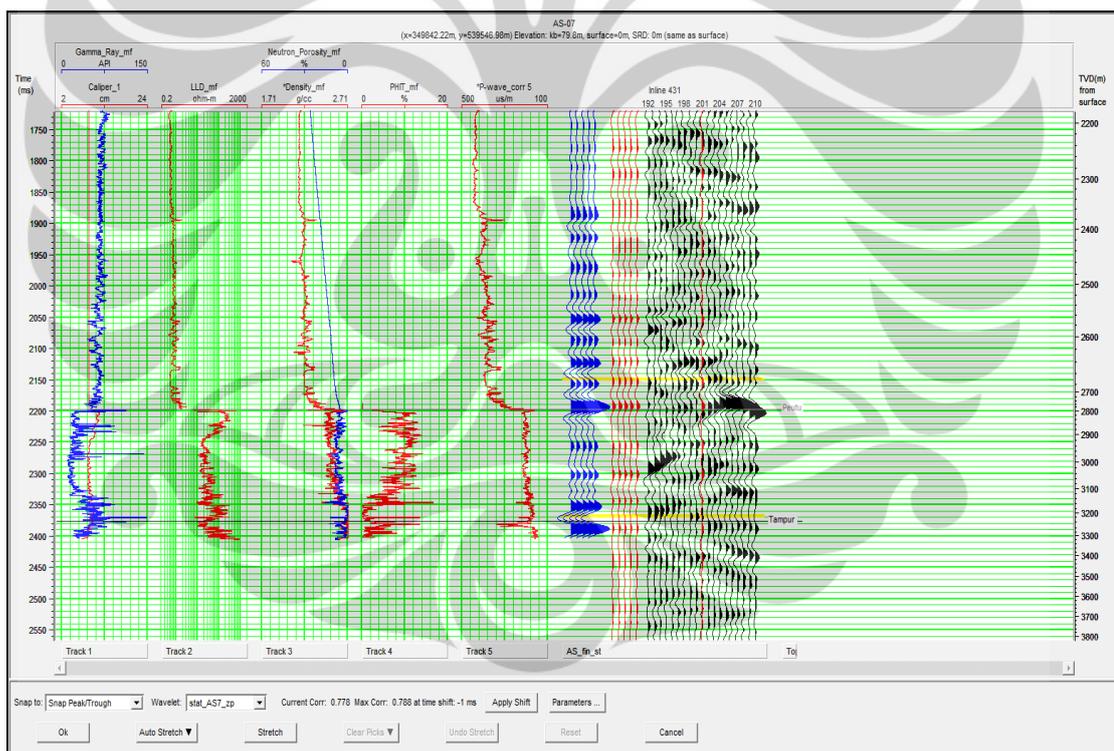
Secara umum, seismik dibuat dalam domain waktu sedangkan data sumur berada dalam domain kedalaman. Oleh karena itu untuk menghubungkan dua domain ini, pengikatan data sumur ke seismik adalah salah satu langkah penting untuk menghubungkan definisi domain waktu di domain seismik dan kedalaman di sumur. Tujuannya adalah mengikat dan mengkorelasikan antara sumur dan data seismik. Pekerjaan *well seismic tie* yang baik diperlukan untuk mengurangi ketidakpastian dalam estimasi wavelet. Setelah diekstrak estimasi wavelet (Gambar 3.10), sebuah seismogram sintetik dapat dihasilkan oleh konvolusi antara wavelet dan koefisien reflektifitas selama suatu interval tertentu.

Koefisien reflektifitas dihitung dari log sonik dan log densitas. Log data seperti log sonik dan densitas dikombinasikan dengan check-shot yang digunakan untuk menghasilkan seismogram sintetik. Faktor yang paling penting yang menentukan akurasi profil inversi impedansi adalah fase kecocokan antara seismogram sintetik yang dihasilkan oleh proses di atas dan seismik trace di sekitar lokasi sumur. Hasil

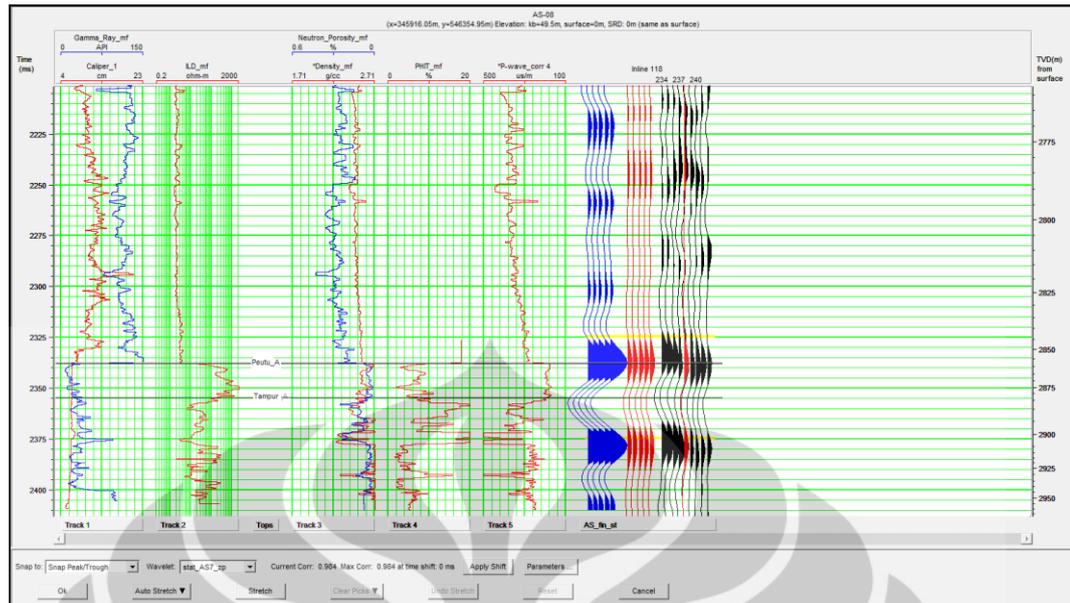
korelasi well seismic tie untuk sumur AS-7 diperoleh sebesar 0.778 dan AS-8 sebesar 0.984 (Gambar 3.11 dan 3.12).



Gambar 3.10. Wavelet hasil ekstraksi dalam domain waktu dan domain frekuensi



Gambar 3.11. Hasil pengikatan sumur AS-7 ke seismik dengan memiliki korelasi sebesar 0.778.



Gambar 3.12. Hasil pengikatan sumur AS-8 ke seismik dengan memiliki korelasi sebesar 0.984.

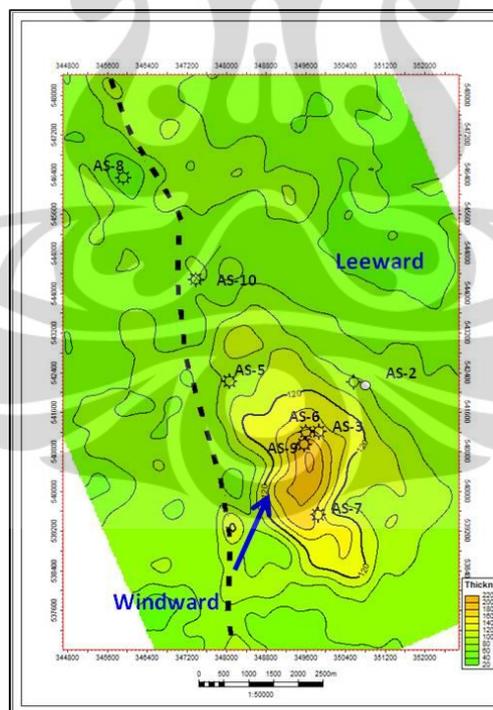
3.2.4 Interpretasi Seismik

Interpretasi seismik meliputi interpretasi struktur dan seismik stratigrafi. Interpretasi struktur juga dilakukan untuk memetakan struktur dari top karbonat Peutu di lapangan “AS”. Interpretasi seismik stratigrafi dilakukan dengan mengenali internal karakter dari seismik dengan kontrol sumur AS-7 dan AS-9. Hasil analisa fasies pengendapan pada kedua sumur tersebut digunakan sebagai kontrol interpretasi.

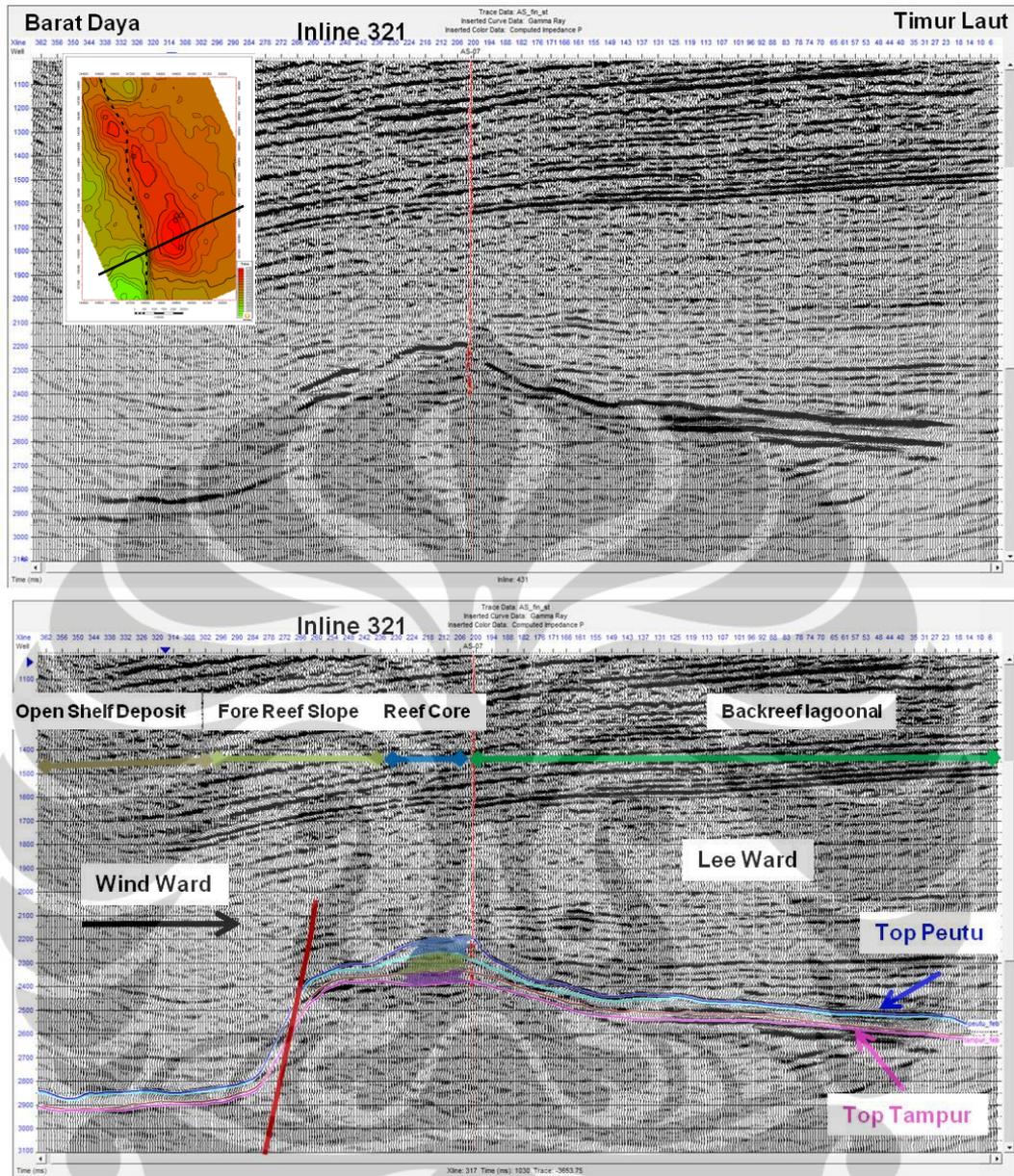
Bentukan dari geometri karbonat juga membantu interpretasi arah pengendapan dari karbonat, yaitu mengidentifikasi arah laut terbuka (*windward*) dan arah daratan (*lee ward*). Dengan membuat peta kontur ketebalan waktu bagian yang memiliki kemiringan relatif terjal diinterpretasikan sebagai bagian dari *fore reef slope* dimana arah laut terbuka ada di bagian tersebut. Kemudian bagian paling tebal diinterpretasikan sebagai *reef core* dengan asumsi bahwa dimana reef itu tumbuh maka akan memiliki ketebalan yang lebih tebal dibandingkan disekitarnya dan bagian belakang dari *reef core* diinterpretasikan sebagai *back reef lagoonal* (Gambar 3.13). Selain itu juga diamati internal karakter dari Karbonat Peutu didalam seismik, reflektor paralel diinterpretasikan sebagai fasies *backreef lagoonal*, reflektor dengan bentukan mounded dan tanpa reflektor sebagai fasies

reef core dan bentuk reflektor yang sigmoid ke paralel diinterpretasikan sebagai fasies dari *fore reef slope* (Gambar 3.14). Dari hasil interpretasi horison dan struktur menunjukkan bahwa lapangan AS merupakan struktur tertutup 4-arah yang terpotong oleh patahan utama berarah relatif utara-selatan (Gambar 3.15). Struktur yang memiliki tutupan terbesar adalah di daerah sekitar sumur AS-7 dan untuk disekitar AS-8 memiliki tutupan yang relatif kecil dan terpisahkan oleh patahan.

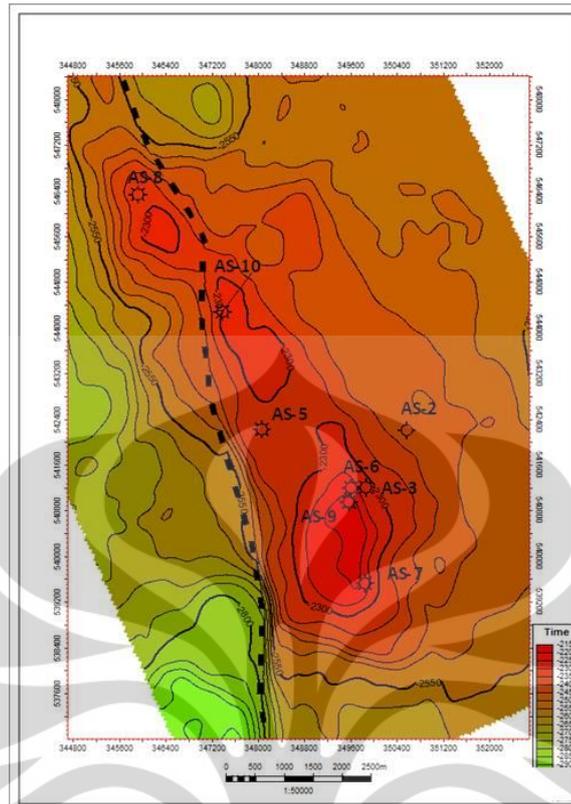
Dari data interpretasi horison seismik dengan mengenali fasies pengendapannya, batuan karbonat Peutu dibagi menjadi 3 sekuen pengendapan dimana proses pengendapannya relatif bergradasi, karbonat tumbuh dan terendapkan mengikuti kenaikan muka air laut. Hasil interpretasi seismik ini digunakan sebagai acuan dalam pembuatan model awal pada saat dilakukan seismik inversi. Dari hasil interpretasi seismik dapat dibuat skematik model geologi pengendapan dari karbonat Peutu, dimana sumur-sumur yang menembus karbonat Peutu relatif menembus pada posisi bagian *backreef lagoonal* (Gambar 3.16).



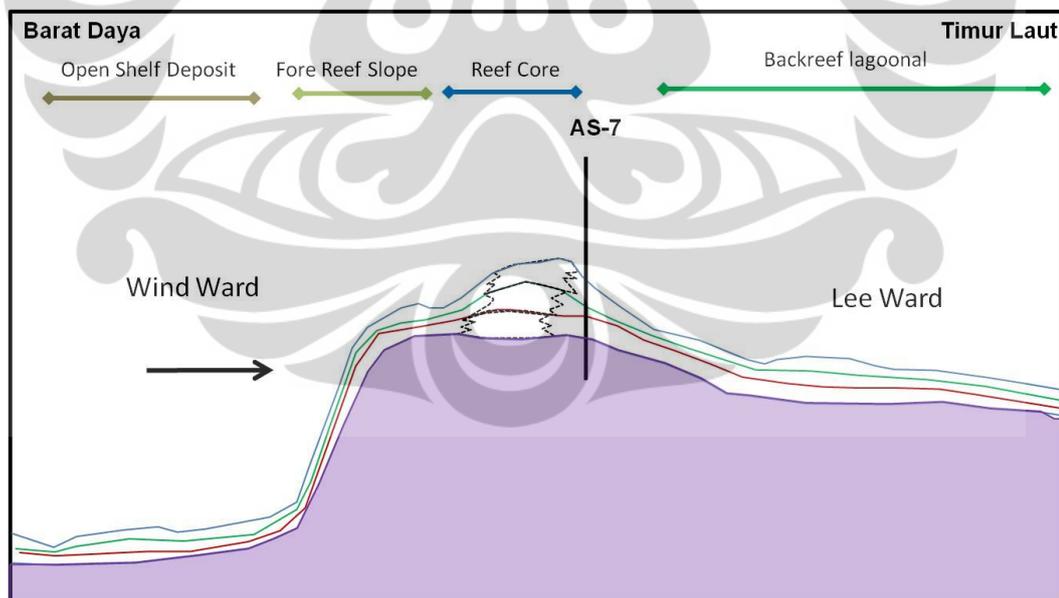
Gambar 3.13 Peta ketebalan waktu antara top peutu ke top tampur, menunjukkan ketebalan karbonat ada didaerah sumur AS-7 dan 9, bisa dijadikan sebagai indikasi *reef core* dan ke arah barat daya memiliki kemiringan yang lebih terjal diinterpretasikan sebagai *fore reef slope* dan arah sebaliknya sebagai *backreef lagoonal*



Gambar 3.14. Interpretasi Seismik pada lintasan Inline 321 (a) sebelum dilakukan interpretasi. (b) Setelah dilakukan interpretasi. Interpretasi di kontrol oleh data sumur AS-7.



Gambar 3.15. Peta kontur struktur waktu two way time (TWT) top Peutu, Lapangan “AS” dipotong oleh patahan berarah relatif utara-selatan.

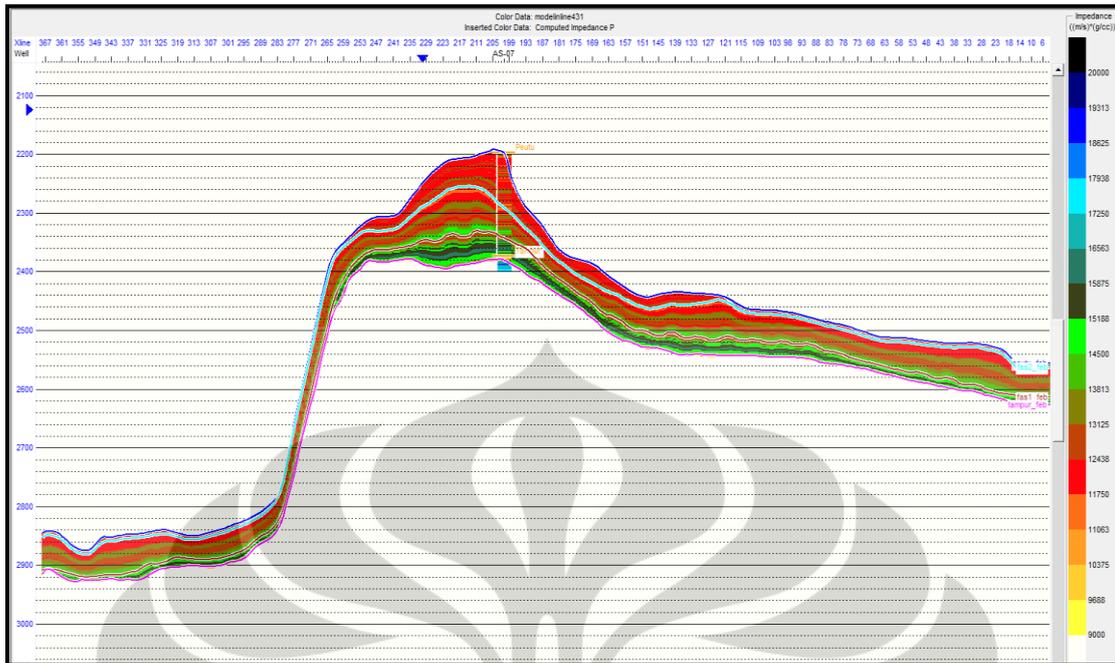


Gambar 3.16. Model pengendapan batuan Karbonat Peutu Lapangan “AS”. Karbonat tumbuh secara agradasi dimana laut terbuka berada di arah Barat Daya dan daratan berarah Timur Laut.

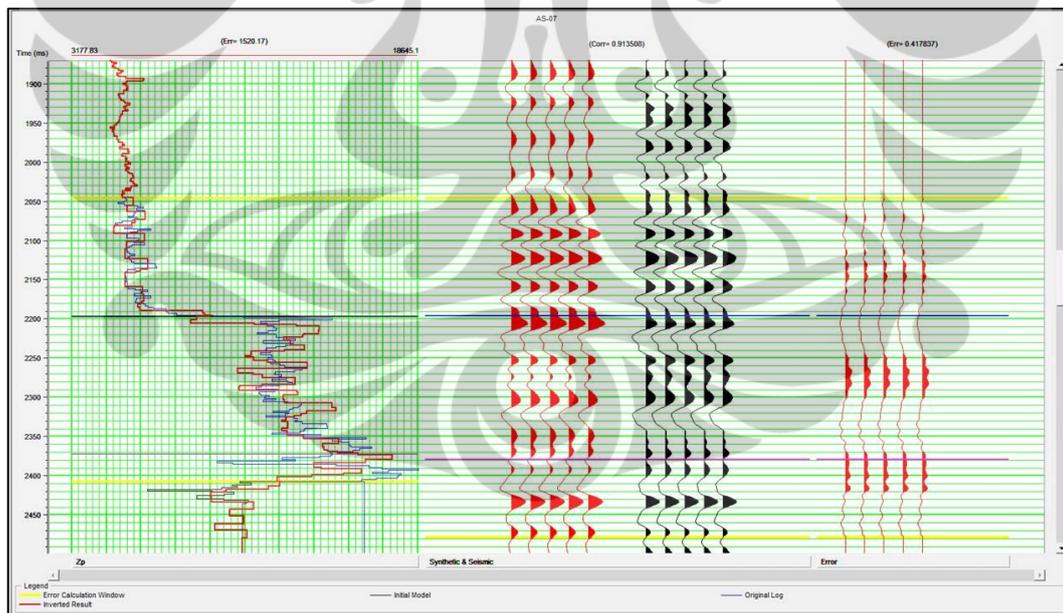
3.2.5 Inversi Impedansi Akustik

Tahapan inversi seismik dalam penelitian ini dilakukan dengan perangkat lunak HRS-Strata. Proses inversi dilakukan pada karbonat reservoir Peutu. Data sumur kontrol dalam melakukan inversi adalah data sumur yang menembus seluruh formasi karbonat Peutu, yaitu sumur AS-7 dan sumur AS-8. Beberapa sumur yang lain digunakan sebagai kontrol *blind test* untuk melihat kualitas hasil inversi. Tujuan utama dari inversi adalah untuk melihat distribusi lateral dari sifat log berasal dari sumur. Metode inversi yang digunakan adalah inversi Linear Sparse Spike. Metode ini dipilih karena metode ini menghasilkan inversi yang konsisten terhadap data seismik. Dalam proses inversi impedansi akustik dimulai dengan membuat model awal. Model awal inversi dibangun dari properti sumur (Impedansi Akustik, AI) yang terkait dengan data seismik yang dikontrol oleh hasil interpretasi horison *top* dan *bottom* reservoir maupun horison internal karakter dari reservoir dengan konsep model geologi yang diinterpretasikan sebelumnya. Hasil pembuatan model P-impedance dari data sumur dapat dilihat pada Gambar 3.17.

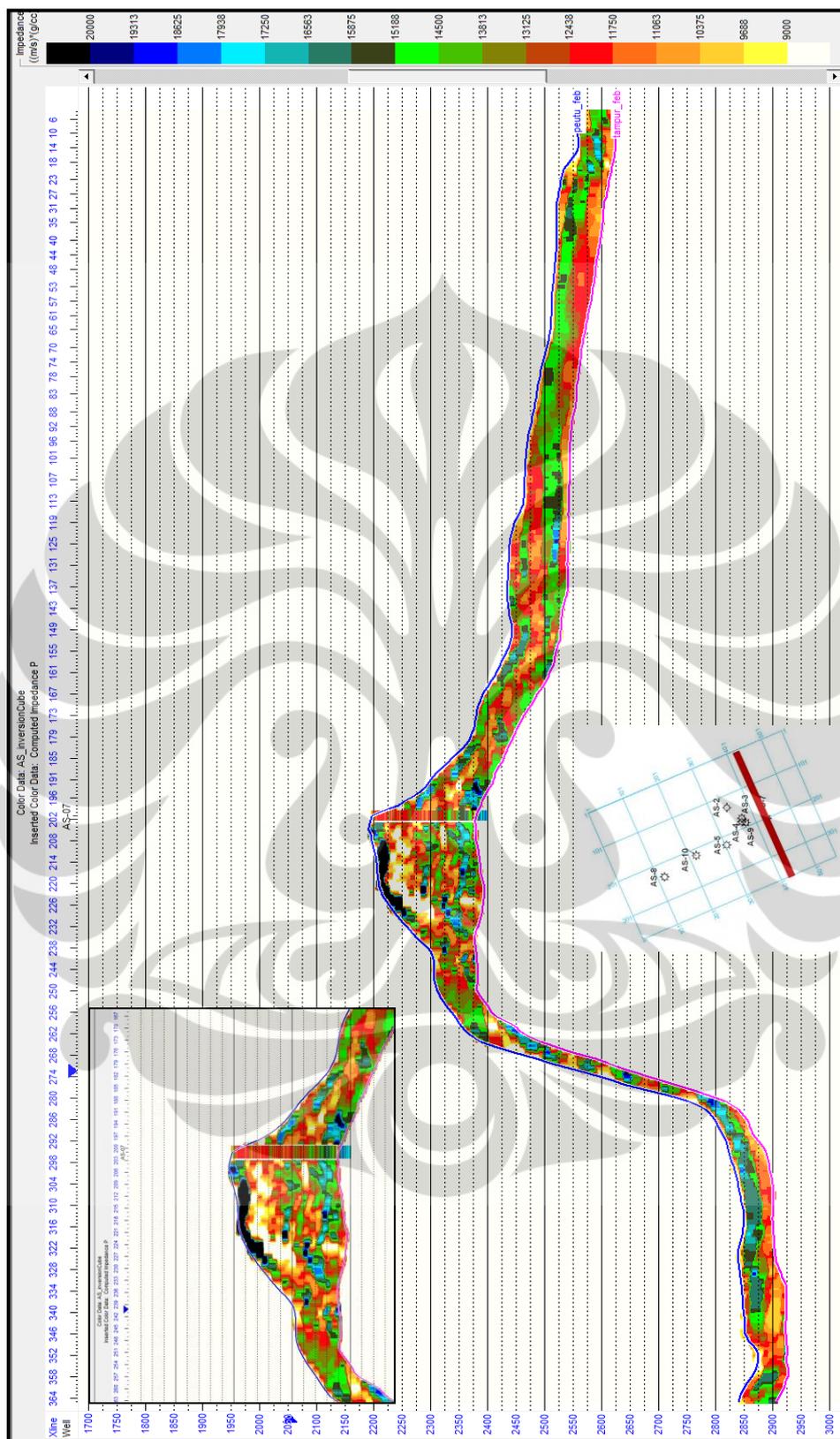
Parameter yang digunakan dalam dengan aplikasi Linear programming sparse spike adalah sebagai berikut: *Sparseness* : 80%, *maximum constraint frequency* = 10Hz, *windows length* : 0,7. Hasil inversi menunjukkan korelasi trend yang baik antara hasil inversi dengan data log (Gambar 3.18). Setelah parameter inversi dianggap sudah memadai kemudian dilakukan inversi pada volume seismik 3D di formasi Peutu. Hasil inversi yang pada lintasan yang memotong sumur AS-7 menunjukkan hasil yang baik (Gambar 3.19) Hasil inversi ini kemudian dilakukan kroscek lagi dengan cara melakukan *blind test*, yaitu melihat hasil inversi dibandingkan dengan impedansi akustik dari sumur-sumur yang tidak digunakan pada saat melakukan pemodelan inversi. Hasil *blind test* menunjukkan hasil bahwa proses inversi seismik yang dilakukan telah memadai. Untuk melihat hasil *blind test* dibuat lintasan arbitrary yang memotong sumur-sumur lapangan "AS" (Gambar 3.20). Sumur AS-7 dan AS-8 merupakan kontrol sumur untuk inversi sedangkan AS-3, AS-5, AS-9 dan AS-10 sebagai kontrol *blind test*.



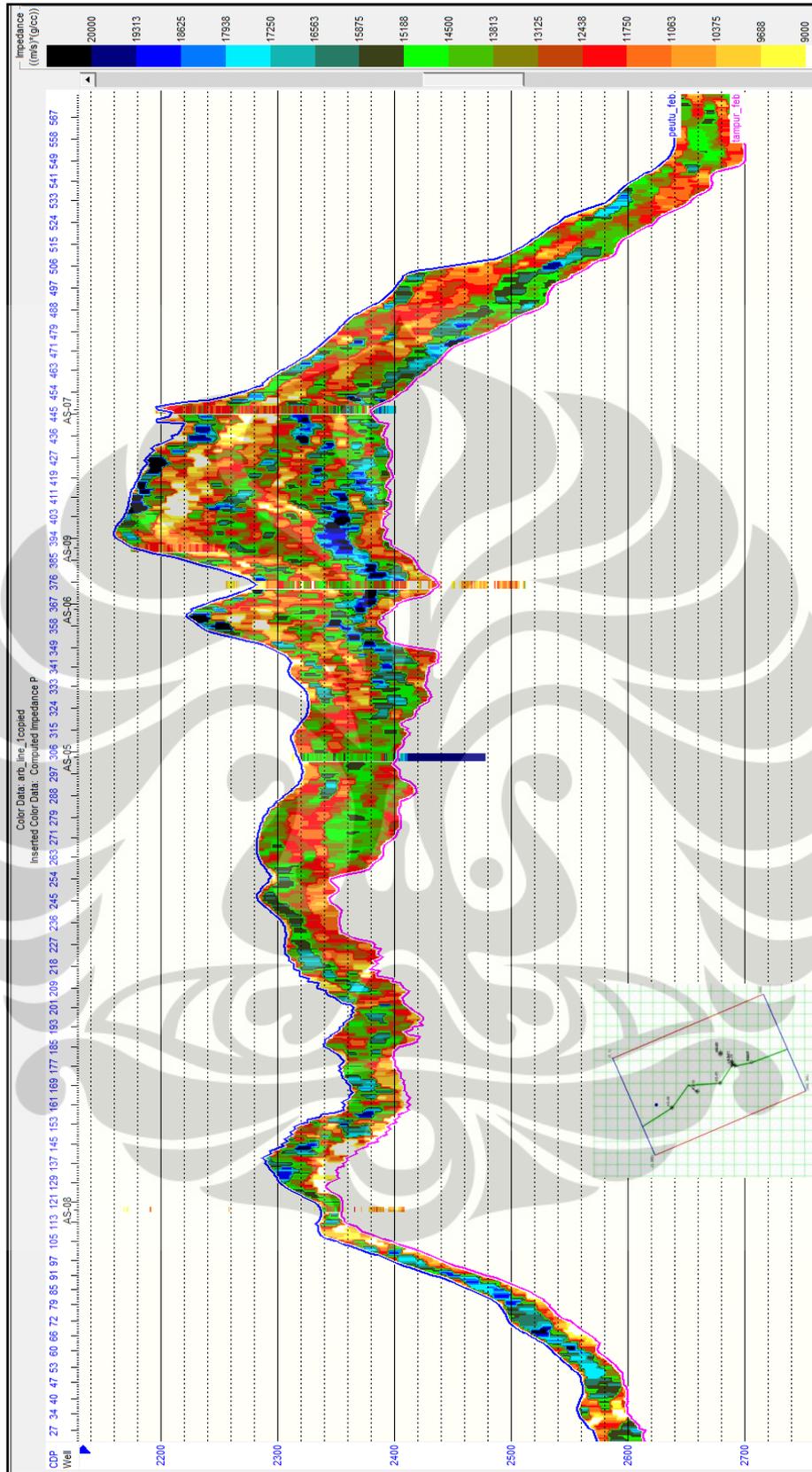
Gambar 3.17. Model awal untuk Impedasi-P pada Lintasan Inline 431 yang melalui sumur AS-7. Model awal dibuat berdasarkan interpretasi horison seismik *top* dan *bottom* karbonat maupun internal karakter.



Gambar 3.18. Hasil analisis parameter proses inversi yang dilakukan memiliki korelasi 0,91 pada sumur AS-7.



Gambar 3.19. Hasil Inversi impedansi akustik pada Lintasan Inline 431 yang melalui sumur AS-7.



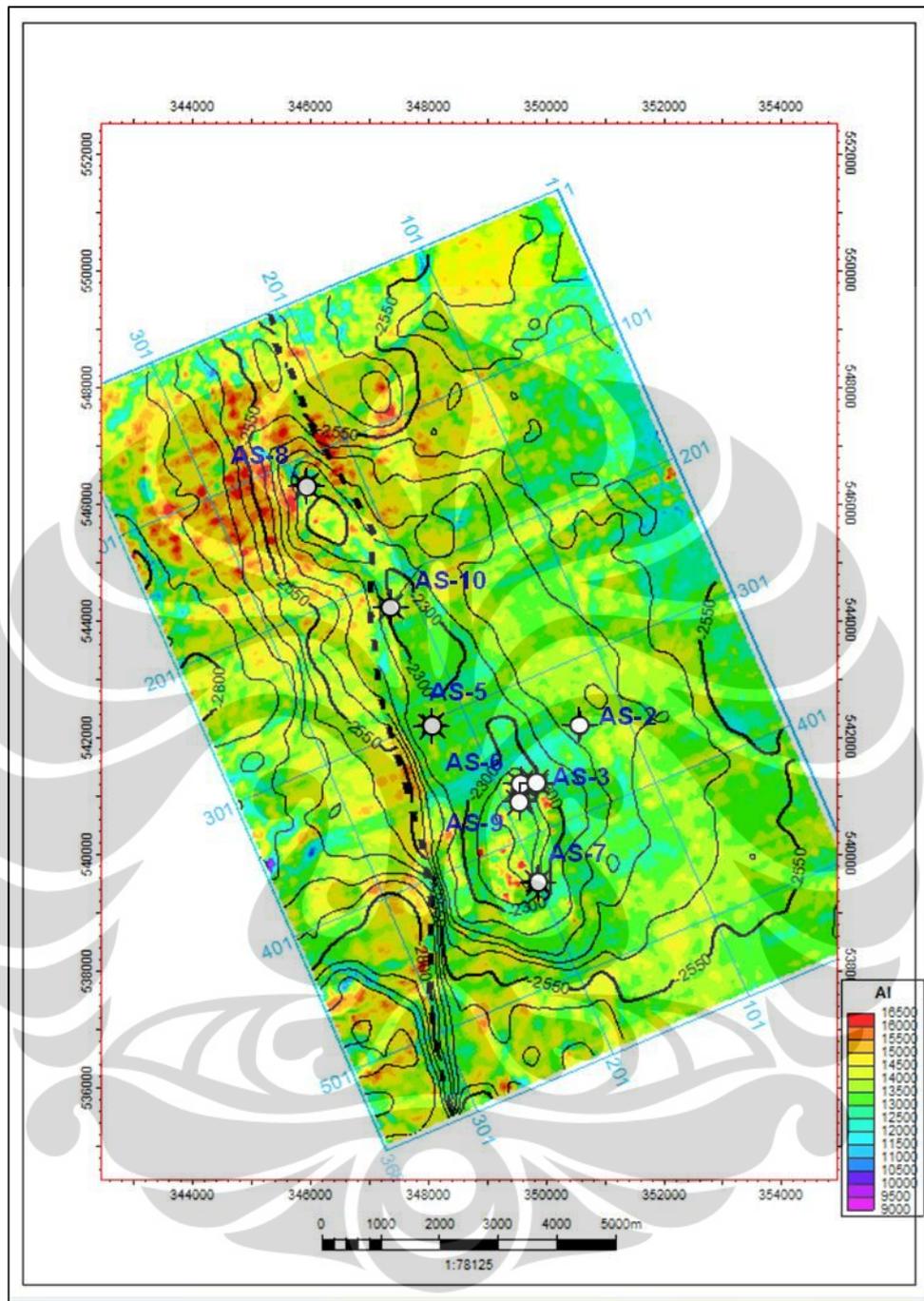
Gambar 3.20. Hasil Inversi AI pada Lintasan Arbitray untuk menunjukkan hasil *blind test* yang dilakukan sebagai kontrol hasil proses inversi yang dilakukan

3.2.6 Peta Impedansi Akustik

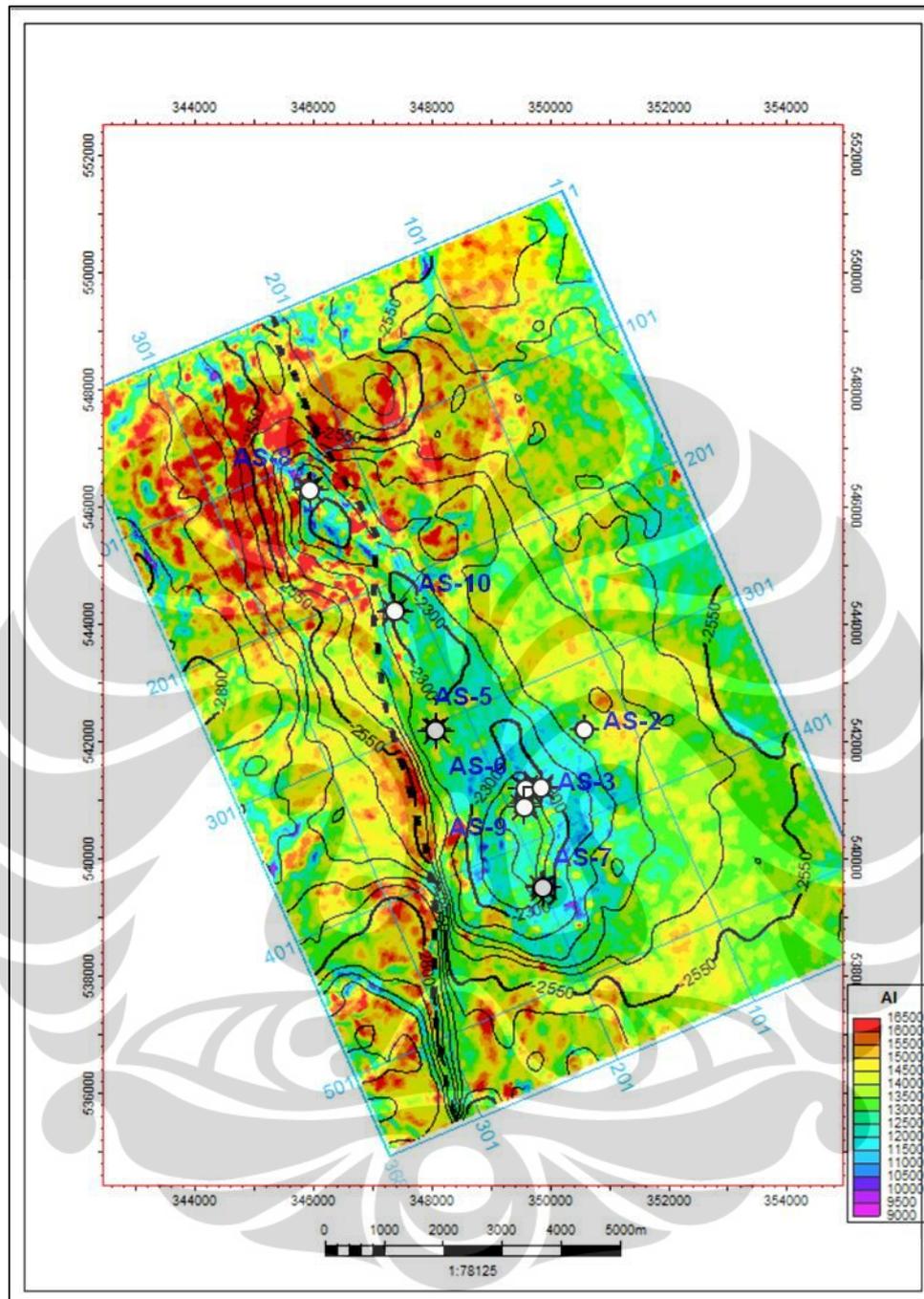
Peta impedansi akustik dibuat pada masing-masing fasies yang telah diinterpretasi sebelumnya dimana formasi karbonat Peutu dibagi menjadi 3 fasies. Fasies-1 sebagai fasies yang paling tua (bawah), kemudian fasies 2 (tengah) dan fasies 3 dibagian paling muda (atas). Peta impedansi dibuat dengan kisaran nilai impedansi 9000 – 16500 ((m/s)*(g/cc)). Peta diperoleh dengan merata-rata nilai impedansi akustik di dalam masing-masing fasies. Dari analisa krosplot di ketahui bahwa nilai impedansi akustik yang rendah berhubungan dengan porositas yang besar dan sebaliknya nilai impedansi akustik yang tinggi berhubungan dengan porositas yang kecil.

Pada peta impedansi fasies 1 terlihat bahwa penyebaran impedansi akustik tinggi dibagian utara di sekitar sumur AS-8 dan dibagian selatan penyebaran impedansi relatif lebih rendah di sekitar AS-7, AS-3 Dan AS-5 (Gambar 3.21). Pada peta impedansi akustik fasies 2 (bagian tengah) masih memiliki pola yang hampir sama dimana penyebaran nilai impedansi akustik rendah ada disekitar sumur dan dominan berada disekitar puncak struktur (Gambar 3.22). Pada peta impedansi akustik fasies 1 (bagian bawah) memiliki pola yang berkebalikan dengan fasies 2 dan 3, dimana di daerah sekitar sumur AS-7, AS-5, AS-3 memiliki nilai impedansi akustik yang tinggi dan di daerah sumur AS-8 dibagian utara memiliki nilai impedansi akustik yang rendah (Gambar 3.23). penyebaran nilai impedansi akustik yang rendah di daerah AS-8 relatif menyebar hingga di daerah dengan kontur struktur yang rendah.

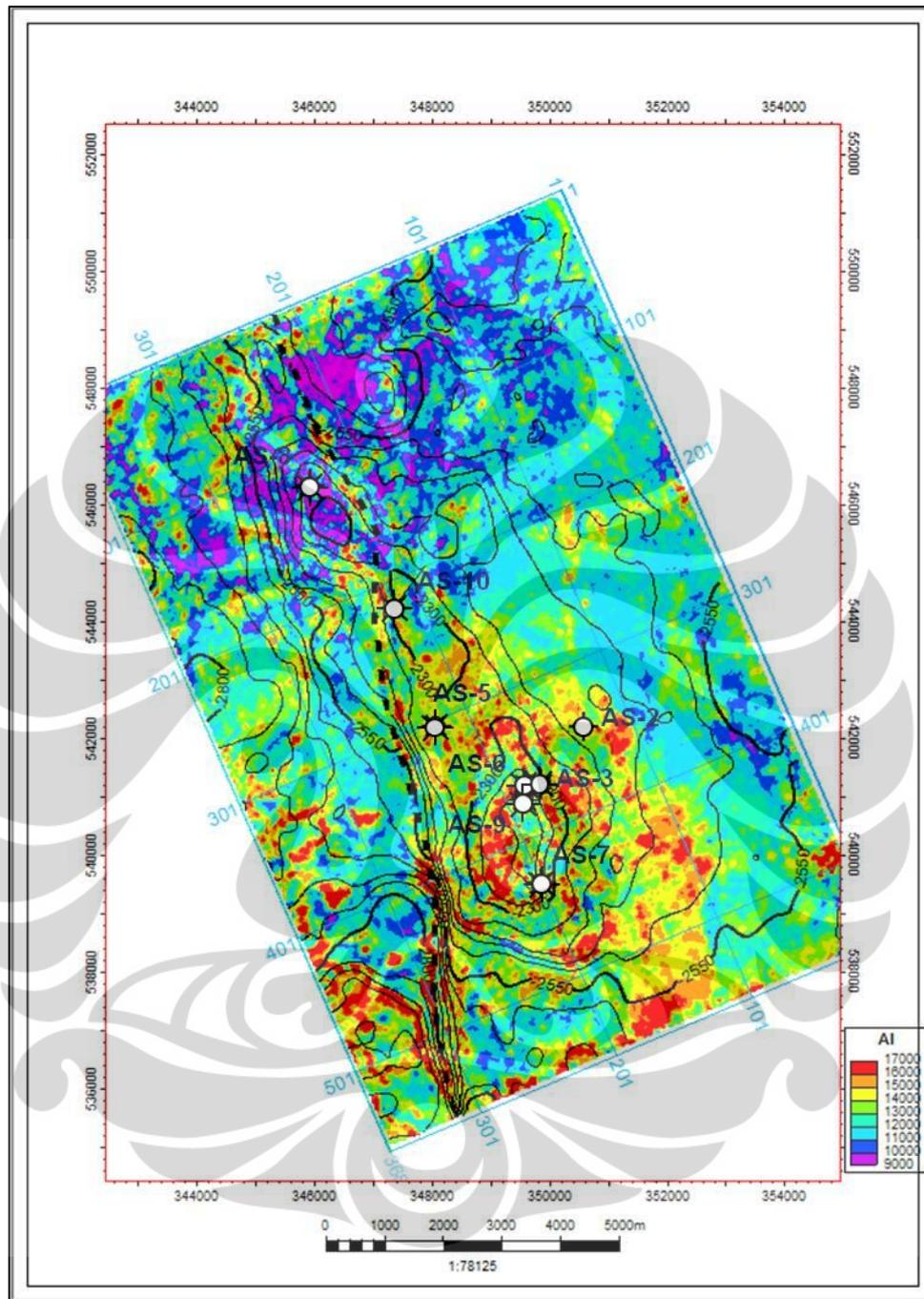
Dari peta impedansi akustik ini kemudian dikonversi ke dalam peta porositas dengan menggunakan persamaan hasil krosplot antara nilai porositas dengan impedansi-P persamaan (3.1).



Gambar 3.21. Peta penyebaran impedansi akustik pada karbonat Peutu fasies 3 karbonat Peutu (bagian atas) di *overlay* dengan kontur struktur waktu.



Gambar 3.22. Peta penyebaran impedansi akustik pada karbonat Peutu fasies 2 karbonat Peutu (bagian tengah) di *overlay* dengan kontur struktur waktu..



Gambar 3.23. Peta penyebaran impedansi akustik pada karbonat Peutu fasies 1 karbonat Peutu (bagian bawah) di *overlay* dengan kontur struktur waktu.

BAB 4

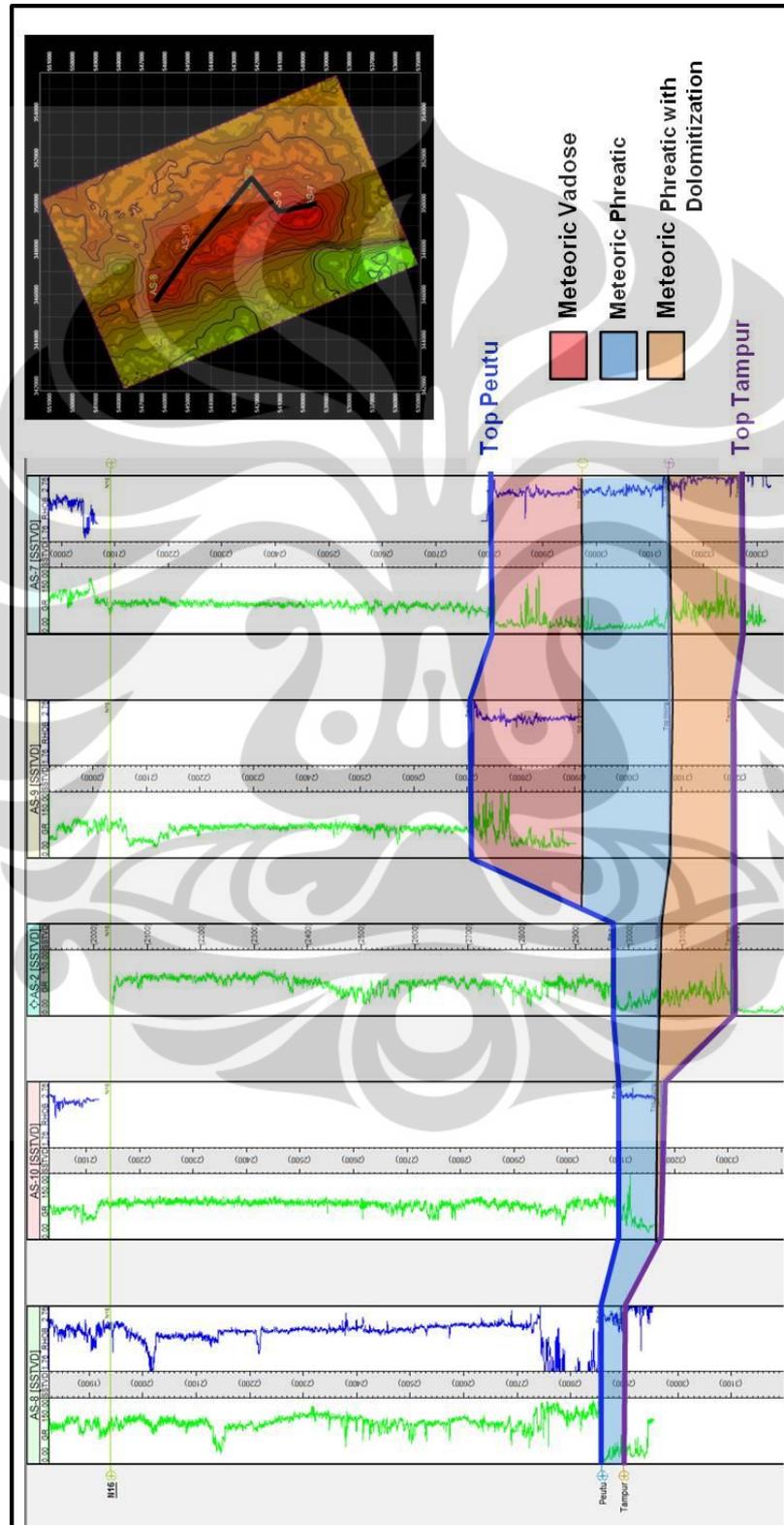
HASIL DAN PEMBAHASAN

Dari hasil identifikasi lingkungan diagenesa 2 data sumur (AS-7 dan AS-9) bisa dilakukan korelasi ke daerah sekitarnya dengan melakukan *flattening* pada marker di atas formasi Peutu sehingga bisa digambarkan posisi pada saat karbonat mengalami proses diagenesa sub-aerial. Korelasi juga akan menunjukkan penyebaran ketebalan dari karbonat Peutu. Karbonat Peutu di Lapangan “AS” memiliki ketebalan yang besar di daerah sekitar sumur AS-7 dan AS-9 serta menipis ke arah sumur AS-8. Dari peta *isochron* (Gambar 3.11) karbonat Peutu juga menunjukkan hal yang sama.

Setelah dilakukan *flattening*, identifikasi pelamparan dari lingkungan diagenesa sub-aerial yang meliputi zona *vadose* dan *phreatic fresh water* dilakukan dengan mengikuti prinsip muka air tanah yang datar, sehingga terlihat di daerah bagian utara Lapangan “AS” pada sumur AS-8 diinterpretasikan memiliki lingkungan diagenesa yang sama dengan di daerah selatan pada sumur AS-7. Posisi sumur AS-8 kemungkinan lingkungannya lebih mendekati arah daratan (*leeward*) dibandingkan daerah disekitar sumur AS-7 dan AS-9 (Gambar 4.1) sehingga kemungkinan pengaruh dari *fresh water* akan lebih dominan. Lingkungan diagenesa sub-aerial (*vadose* dan *phreatic freshwater*) ini sangat mempengaruhi perkembangan porositas karbonat setelah proses pengendapan. Proses diagenesa akan mempengaruhi pembentukan porositas sekunder. Pada umumnya pengaruh lingkungan diagenesa sub-aerial pada batuan karbonat adalah akan memperbesar porositas dan dari hasil korelasi karbonat Peutu didominasi oleh lingkungan diagenesa sub-aerial.

Kenampakan *stylolite* juga ditemukan didalam reservoir tetapi kebanyakan di interval bagian bawah. Hal ini menunjukkan bahwa karbonat Peutu di Lapangan “AS” telah mengalami proses diagenesis penguburan (*burial diagenesis*) sepanjang waktu setelah mengalami diagenesa sub-aerial. Pada umumnya proses diagenesa ini akan memperkecil porositas pada batuan karbonat. Dengan pemahaman sejarah diagenesis di Lapangan “AS” ini diketahui bahwa sifat fisik

reservoir lebih dikontrol oleh proses diagenesa dibandingkan tekstur pengendapannya.



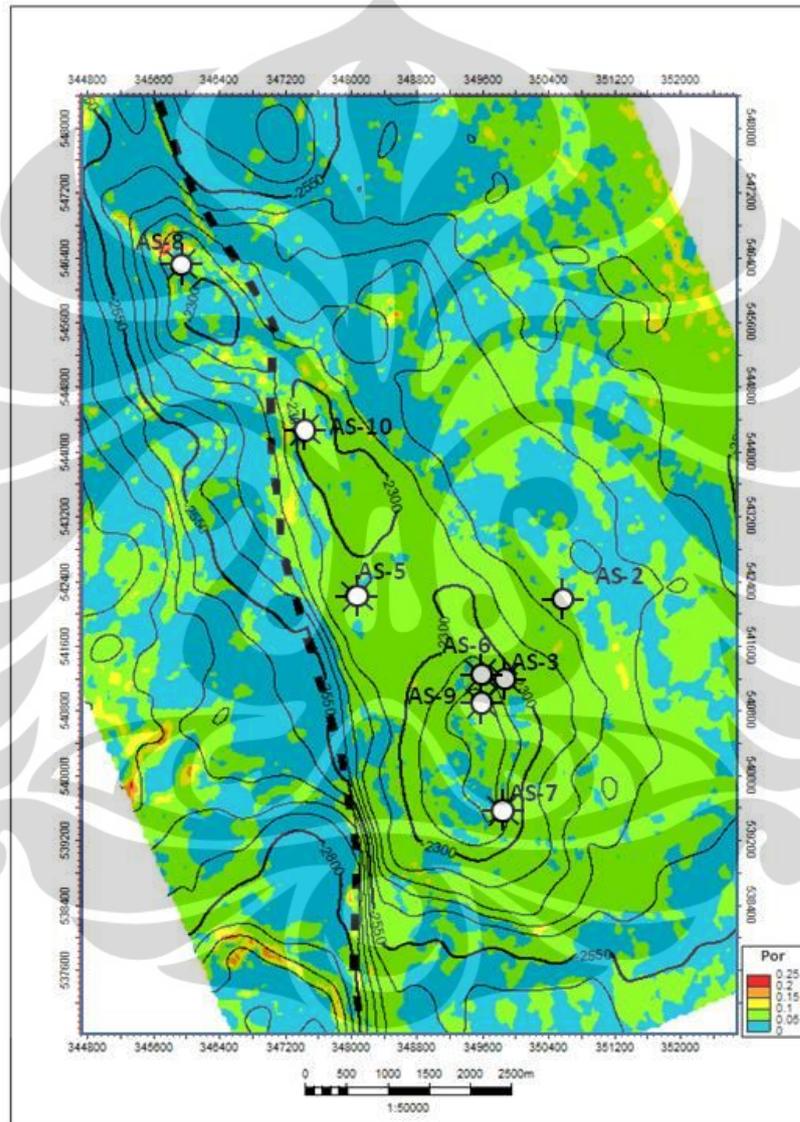
Gambar 4.1 Korelasi lingkungan diagenesa pada karbonat Peutu lapangan "AS" dengan datum marker umur N16.

Dari hasil pemetaan horison, karbonat Peutu Lapangan “AS” merupakan struktur tutupan 4-arah yang terpotong oleh patahan utama berarah relatif utara-selatan. Struktur yang memiliki tutupan terbesar berada di daerah sekitar sumur AS-7 dan untuk disekitar AS-8 juga memiliki tutupan yang relatif kecil. Dari data log sumur diketahui ada hubungan antara Impedansi-P dengan porositas. Untuk mengidentifikasi penyebaran porositas di struktur Lapangan “AS” ini dilakukan dengan metode inversi impedansi akustik. Dalam pembuatan model awal inversi dibantu dengan interpretasi internal karakter seismik sehingga reservoir karbonat Peutu bisa dibagi menjadi 3 fasies. Penyebaran porositas di lapangan “AS” bisa dilihat dengan melakukan konversi peta impedansi akustik yang telah dikerjakan pada Bab 3 ke dalam peta porositas dengan persamaan (3.1) yang menyatakan hubungan antara Impedansi P dengan Porositas.

Dari data interpretasi horison seismik dengan mengenali fasies pengendapannya, batuan karbonat Peutu dibagi menjadi 3 sekuen pengendapan dimana proses pengendapannya relatif beragradasi, karbonat tumbuh dan terendapkan mengikuti kenaikan muka air laut. Peta porositas dibuat pada masing-masing fasies untuk melihat distribusi porositas relatif secara vertikal yaitu fasies 3 pada bagian atas karbonat Peutu, fasies 2 merupakan bagian tengah karbonat Peutu dan fasies 1 merupakan bagian bawah karbonat Peutu. Nilai porositas diperoleh dari rata-rata porositas pada masing-masing fasies. Dari masing-masing peta akan di *overlay* dengan peta struktur untuk melihat hubungan penyebaran porositas dengan struktur dari Lapangan “AS”.

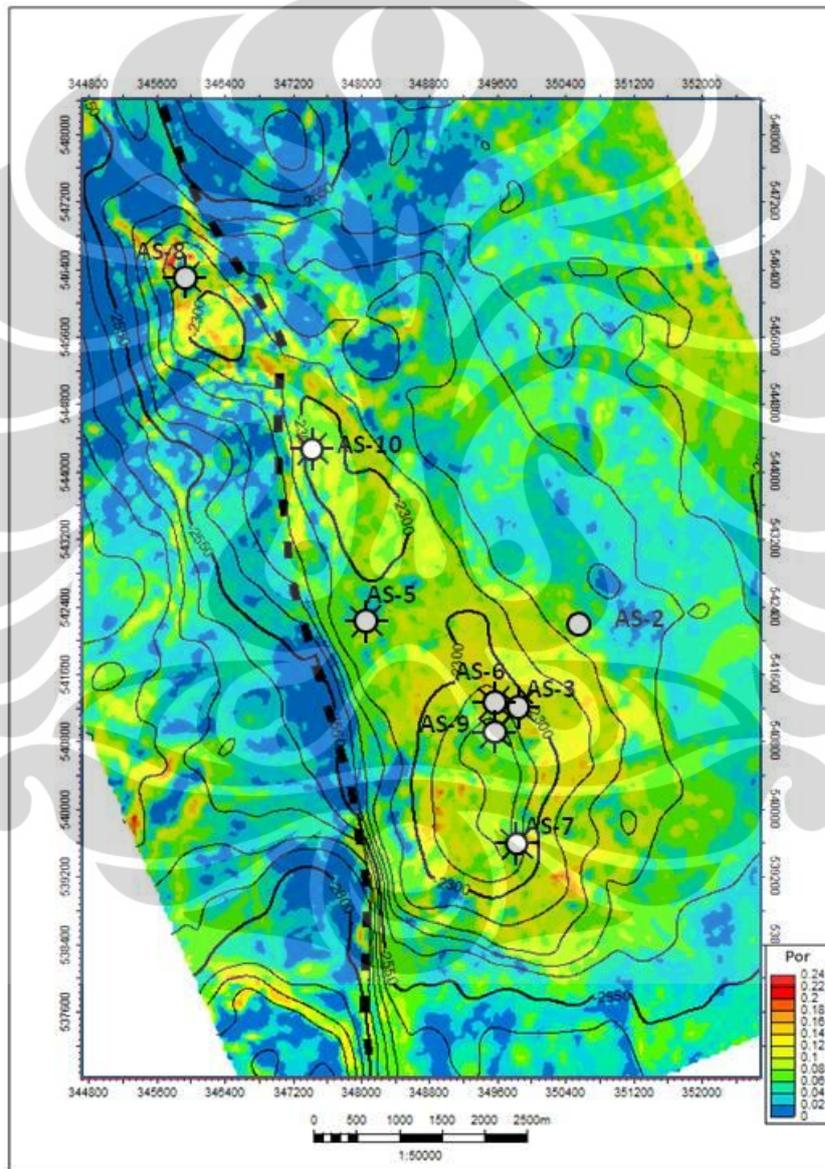
Dari hasil konversi peta impedansi akustik kedalam peta porositas, untuk fasies 3 (bagian paling atas) memiliki porositas antara 5-10 persen di daerah sekitar sumur AS-7, AS-9, AS-10 dan sedikit di sekitar sumur AS-8. Terlihat penyebaran porositas juga dibatasi oleh adanya patahan utama berarah relatif utara-selatan yang memotong struktur lapangan “AS”. Di daerah dekat sumur AS-7 juga terlihat porositas tidak menyebar merata, terlihat ada daerah yang relatif porositasnya hampir nol (*tight*). Porositas relatif berkembang pada struktur yang lebih besar di sekitar puncak struktur disekitar sumur AS-10 di bagian utara hingga AS-7 di bagian selatan. Pada fasies bagian atas ini relatif didominasi oleh

porositas di bawah 5 persen, hal ini dimungkinkan karena bagian atas dari tubuh karbonat mengalami proses sementasi oleh fluida yang dilepaskan dari litologi di atasnya pada saat karbonat mulai terpendam dan mengalami diagenesa *burial* (Gambar 4.2).



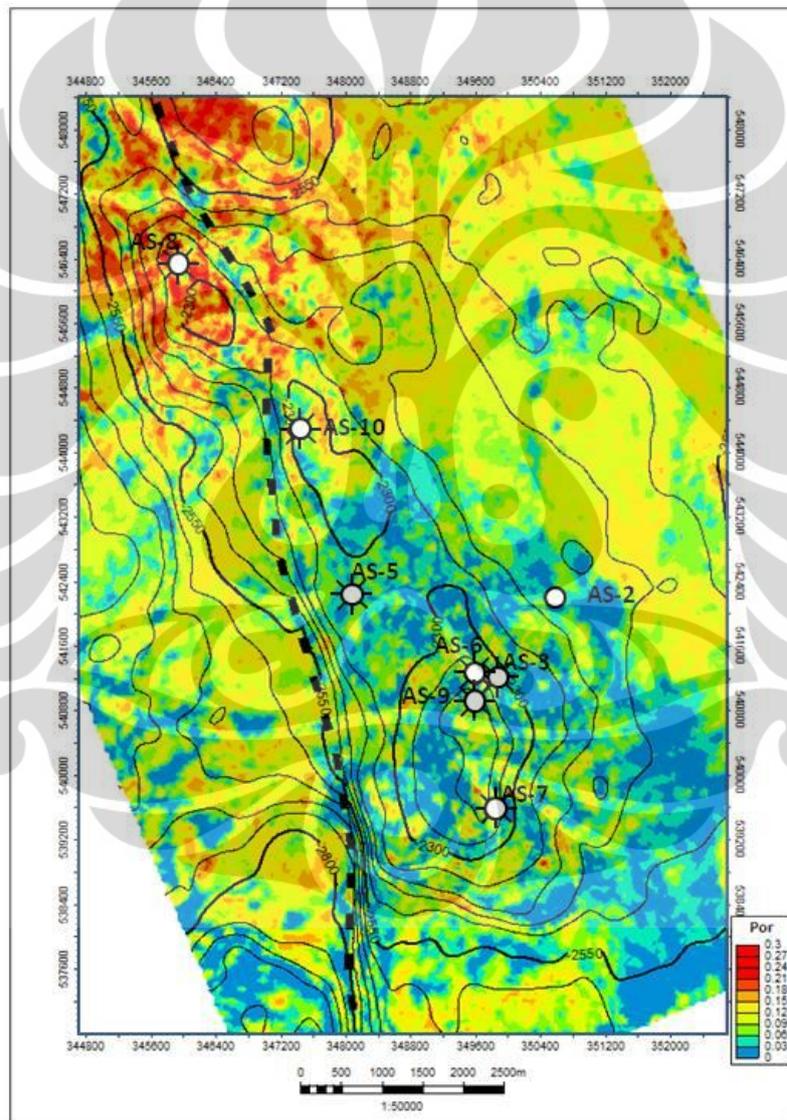
Gambar 4.2. Peta penyebaran porositas pada karbonat Peutu fasies 3 karbonat Peutu (bagian atas) di *overlay* dengan kontur struktur waktu.

Porositas jauh berkembang lebih baik pada fasies 2 dibandingkan pada fasies 3. Porositas berkembang antara 8%-14% di sekitar puncak struktur dari sumur AS-8 di utara hingga AS-7 di selatan. Terlihat juga adanya kontrol patahan pada penyebaran porositas pada fasies ini. Penyebaran porositas yang baik lebih merata di struktur besar di sekitar sumur AS-10 hingga AS-7. Perkembangan porositas yang baik relatif berada disekitar puncak struktur, sehingga target sumur pengembangan bisa diarahkan pada daerah ini (Gambar 4.3).



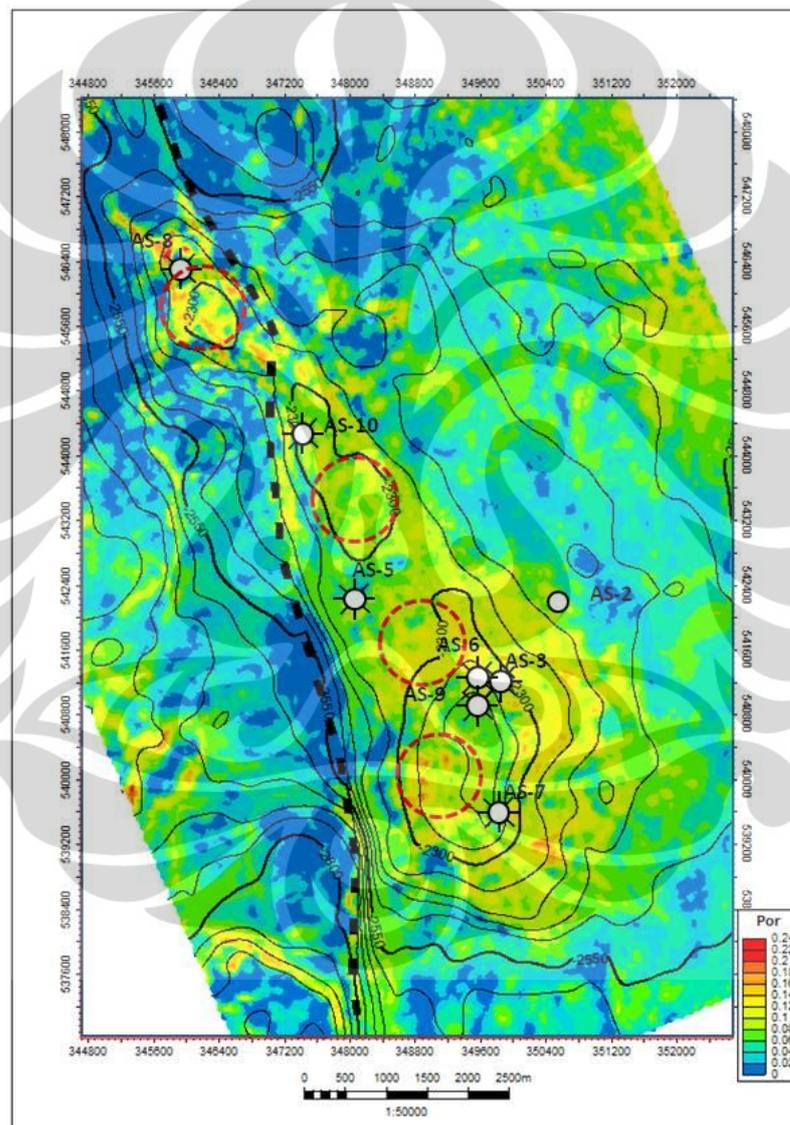
Gambar 4.3. Peta penyebaran porositas pada karbonat Peutu fasies 2 (bagian tengah) di *overlay* dengan kontur struktur waktu.

Pada fasies 1 porositas berkembang sangat baik hingga 20% di daerah utara lapangan “AS” di sekitar sumur AS-8 sedangkan di bagian selatan lapangan porositas relatif jelek (<5%). Hal ini dimungkinkan karena di daerah AS-8 relatif lebih ke arah daratan sehingga dimungkinkan pengaruh *fresh water* dari daratan lebih dominan pada saat karbonat mengalami diagenesa sub-aerial. Namun dari sisi struktur dan ketebalan, daerah yang memiliki porositas baik berada distruktur yang rendah dan relatif karbonatnya tipis sehingga jika dijadikan target untuk pengembangan akan kurang optimal (Gambar 4.4)



Gambar 4.4. Peta penyebaran porositas pada karbonat Peutu fasies-1 (bagian bawah) di *overlay* dengan kontur struktur waktu.

Dari ketiga fasies yang dianalisa porositasnya, fasies-2 dapat dijadikan sebagai target utama untuk rencana sumur pengembangan karena porositasnya cukup baik didaerah karbonat yang tebal dan secara struktur berkembang di daerah tinggian/puncak. Penempatan posisi sumur pengembangan akan dominan berdasarkan peta penyebaran porositas fasies 2 ini. Daerah yang layak untuk dipertimbangkan untuk penempatan sumur pengembangan dapat dilihat pada Gambar 4.5 dan diidentifikasi dengan lingkaran merah.



Gambar 4.5. Daerah kandidat lokasi sumur pengembangan (garis lingkaran merah) berdasarkan penyebaran porositas dan posisi secara struktur Lapangan “AS” berdasarkan peta penyebaran porositas pada karbonat Peutu fasies-2 di *overlay* dengan kontur struktur waktu.

BAB 5

KESIMPULAN

Dari hasil penelitian dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Lapangan “AS” merupakan struktur batuan karbonat dengan berarah relatif utara-selatan. Struktur tersebut merupakan *isolated platform* yang dikontrol oleh patahan utama dengan arah utara-selatan.
2. Berdasarkan hasil analisa fasies pengendapan yang dikorelasikan dengan interpretasi horison seismik menunjukkan bahwa sumur-sumur yang menembus lapangan “AS” relatif menembus bagian *backreef lagoonal*, sedangkan bagian *reef core* yang biasanya berasosiasi dengan porositas baik (*grain-supported*) berada di bagian selatan Lapangan “AS” dekat dengan sumur AS-7 dan AS-9.
3. Porositas batuan karbonat selain dikontrol oleh fasies pengendapannya juga dipengaruhi oleh proses diagenesa setelah pengendapan. Dari analisa sayatan tipis menunjukkan bahwa karbonat Peutu lapangan “AS” dominan dikontrol oleh proses diagenesa.
4. Lingkungan diagenesa yang berpengaruh pada karbonat Peutu didominasi oleh 3 lingkungan utama yaitu zona *meteoric vadose*, *phreatic freshwater* dan *phreatic freshwater* dengan dolomitisasi. Selain itu lingkungan diagenesa burial juga ditemukan berpengaruh terhadap perkembangan porositas di karbonat Peutu Lapangan “AS”.
5. Dari analisa log sumur, porositas memiliki hubungan korelasi yang baik dengan impedansi akustik dimana nilai impedansi akustik rendah berhubungan dengan porositas yang besar dan sebaliknya nilai impedansi akustik tinggi berhubungan dengan porositas yang kecil.
6. Integrasi interpretasi geologi dari data sumur sangat membantu pembuatan model geologi yang bermanfaat dalam pembuatan model awal inversi sehingga menghasilkan inversi impedansi akustik yang memadai.
7. Dari ketiga fasies yang dianalisa porositasnya hasil proses inversi impedansi akustik, fasies-2 dapat dijadikan sebagai target utama untuk rencana sumur

pengembangan karena porositasnya cukup baik dan secara struktur berkembang di daerah tinggian/puncak.



DAFTAR ACUAN

- BPPKA, 1996, *Petroleum Geology of Indonesia Basins, Principles, Methods and Application*, vol I North Sumatra Basins, p. 7-63.
- Collins, J.F., Kristanto, A.S., Bon, J., Caughey, C.A., 1995, *Sequence Stratigraphic Framework of Oligocene and Miocene Carbonates, North Sumatra Basin, Indonesia*, International Symposium on Sequence Stratigraphy in SE Asia Proceedings
- Davies, P.R., 1984, *Tertiary Structural Evolution and Related Hydrocarbon Occurrences, North Sumatra Basin*, Indonesian Petroleum Association, 13th Annual Convention Proceedings.
- Dunham, R.J., 1962, *Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Texture*, in Ham, E.E., ed. *Classification of Carbonate Rocks*, AAPG Memoir I, p. 108-121.
- Embry, A.F. and Klovan, J.E., 1971, *A Late Devonian Reef Tract on Northeastern Banks Island, NWT* : Canadian Petroleum Geology Bulletin, v. 19, p. 730-781.
- G&G Team PT Medco E&P Indonesia, 2009, *Final Report of Alur Siwah Study*, tidak dipublikasikan.
- Humphrey, J. D., 2010, *Carbonate Diagenesis, Dolomitization and Porosity Evolution*, In House Training, PT Medco E&P Indonesia.
- Sarg, J.F., 2010, *Carbonate Sequence Stratigraphy Concepts & It's Application For Exploration and Production*, In House Training, PT Medco E&P Indonesia
- Sepmstrata, 2009, *Interpretation of High Frequency Carbonate Cycles from Outcrop: Late Miocene of Mallorca*, <http://sepmstrata.org/>
- Sosromihardjo, S.P.C., 1988, *Structural Analysis of North Sumatra Basin - with Emphasis on Synthetic Aperture Radar Data*, Indonesian Petroleum Association, 17th Annual Convention Proceedings.
- Sukmono, S., 2002, *Seismic Inversion and AVO Analysis for Reservoir Characterization*, Department of Geophysical Engineering, ITB, Bandung.
- Syarifuddin I.Y., 2010, *Carbonate Diagenesis & Dolomitization Study Block A-Norht Sumatra Basin*, tidak dipublikasikan.