

## PERHITUNGAN CADANGAN HIDROKARBON FORMASI BATURAJA LAPANGAN “MLH”, CEKUNGAN SUMATRA SELATAN

Dewi Fitri Anggraini<sup>1)</sup>, Teguh Jatmiko<sup>2)</sup>, Bambang Triwibowo<sup>2)</sup>

<sup>1)</sup>Mahasiswa Teknik Geologi, Fakultas Teknologi Mineral

<sup>2)</sup>Dosen Teknik Geologi, Fakultas Teknologi Mineral

Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta

Jl. SWK 104, Condong Catur 55283, Yogyakarta, Indonesia

Fax/Phone : 0274-487816; 0274-486403

**SARI** - Cekungan Sumatra Selatan sudah terbukti menghasilkan hidrokarbon, salah satu diantaranya berada di Blok Jambi Merang, Sub Cekungan Jambi. Penelitian ini difokuskan pada Formasi Baturaja dengan litologi batugamping. Luas daerah penelitian lapangan “MLH”  $4.41883 \times 10^8$  acre. Terdapat 5 sumur penelitian, sumur DEWI-3 adalah sebagai *key well* dari lapangan “MLH”. Data yang digunakan untuk menganalisis studi kasus pada lapangan “MLH” ini antara lain : Data sumur (5 sumur), petrografi, *core*, seismik 3D, data *test*, dan petrofisika.

Hasil analisis yang sudah dilakukan di dapatkan informasi sebagai berikut: variasi litologi Formasi Baturaja antara lain; *mudstone*, *wackestone*, *packstone*, *grainstone*, *floatstone* dan dikelompokkan menjadi 4 fasies yaitu *packstone*, *grainstone*, *packstone to wackestone*, dan *wackestone*. Sedangkan lingkungan pengendapannya berada pada *backreef*. Geometri Formasi Baturaja pada lokasi penelitian berupa 4 *ways closures* mempunyai perangkat stratigrafi berupa beda fasies. Tipe permodelan statistik digunakan untuk menghitung cadangan hidrokarbon. Besar cadangan hidrokarbon yang terkandung pada Lapangan “MLH” ini berupa gas sebesar  $3.71205 \times 10^8$  MSCF.

**Kata-kata Kunci:** miosen, *lower delta plain*, iklim purba, kelembaban purba, paleoekologi

### PENDAHULUAN

Minyak dan gas bumi merupakan salah satu sumber energi untuk kelangsungan hidup manusia. Akhir-akhir ini sering bermunculan berita akan menipisnya cadangan minyak dan gas bumi meskipun begitu energi tersebut tetap menjadi energi utama sampai sekarang. Dalam proses eksplorasi minyak dan gas bumi diperlukan ketelitian, kecermatan dan ketepatan sehingga dapat cadangan minyak yang baru dengan pasti. Dalam proses eksplorasi terdapat dua kegiatan yaitu penyelidikan geologi permukaan (*surface investigation*) dan penyelidikan geologi bawah permukaan (*subsurface investigation*). Kemajuan teknologi telah menghasilkan data – data bawah permukaan yang dapat menampilkan dengan akurasi tinggi gambaran bawah permukaan. Data-data tersebut berupa data seismik, data log, data *core* ataupun *cutting*, sehingga telah melampaui data – data yang dihasilkan dari penyelidikan

Penelitian ini berlokasi di sub cekungan Jambi, Cekungan Sumatra Selatan (Gambar 1). Area ini sudah terbukti adanya cadangan hidrokarbon yang cukup besar. Target formasi yang di kaji adalah Formasi Baturaja dengan litologi batugamping. Telah diketahui porositas pada batugamping dapat digunakan sebagai reservoir yang baik untuk hidrokarbon. Pada umumnya banyak peneliti menggunakan Formasi Talangakar. Struktur dan stratigrafi yang berkembang pada daerah ini sebagai cebakan hidrokarbon. Semua komponen petroleum system terpenuhi pada lapangan “MLH”. Sehingga muncullah gagasan untuk mengkaji besar cadangan hidrokarbon.

Metode yang digunakan untuk menghitung cadangan hidrokarbon di lapangan “MLH”, Formasi Baturaja, Cekungan Sumatra Selatan adalah metode volumemetri. Metode volumetri lebih ditekankan pada pendekatan data-data geologi bawah permukaan. Metode ini merupakan metode yang menghitung cadangan di tempat hidrokarbon pada kondisi asli reservoir.

### METODE PENELITIAN

Penelitian merupakan suatu proses yang memerlukan tahapan-tahapan dalam mencapai tujuannya. Metode deskriptif analisis dengan cara pemetaan geologi bawah permukaan yang mengintegrasikan data log sumur dan data seismik yang dibagi menjadi empat tahapan utama yaitu tahap pendahuluan, tahap pengumpulan data, tahap penelitian, tahap penulisan laporan.

### Stratigrafi

Penampang stratigrafi dibuat untuk mengatasi perbedaan penamaan satuan litostratigrafi yang sering digunakan oleh beberapa perusahaan minyak yang beroperasi di Cekungan Sumatra Selatan, dalam hal ini stratigrafi regional Cekungan Sumatra Selatan menurut Ginger & Fielding, 2005 (Gambar 2).

**a. Basement (Pra-Tersier)**

Batuan dasar (*basement*) Cekungan Sumatra Selatan terdiri atas interkalasi kompleks antara batuan beku, metamorf, dan batuan sedimen, yang masing-masing memiliki umur dan komposisi yang berbeda-beda. Batuan dasar yang paling tua diperkirakan merupakan bagian dari lempeng mikro Malaka, yang membentang di bagian utara dan selatan dari cekungan ini. Lebih jauh ke bagian selatan terdapat sisa-sisa deformasi lempeng mikro Mergui. Lempeng mikro Malaka dan Mergui dipisahkan oleh kumpulan Mutus, fragmen terdeformasi yang muncul akibat tumbukan.

**b. Formasi Lemat/Lahat (Eosen Akhir sampai Oligosen Tengah)**

Pengendapan di Cekungan Sumatra Selatan dimulai pada Eosen sampai Oligosen Awal. Data pengeboran menunjukkan adanya sekuen batuan klastik kasar yang berasal dari granit dan bersifat tufaan (Anggota Kikim) yang ditumpangi oleh serpih, batulanau, batulempung, batupasir dan batubara yang diendapkan pada lingkungan lakustrin (Anggota Benakat). Formasi ini umumnya menipis atau hilang pada batas graben dan tinggian, formasi ini mencapai ketebalan 1000 m di Sub Cekungan Palembang Tengah dan Selatan.

**c. Formasi Talangakar (Oligosen Akhir sampai Miosen Awal)**

Selama evolusi tektonik di Cekungan Sumatra Selatan, diikuti oleh pengendapan fluviatil dan deltaik di cekungan ini. Meander belt yang cenderung berubah dari "*proximal*" *sand-rich braided plain* menjadi "*distal*" *sand-poor meander belt* terjadi bersamaan dengan sedimentasi yang dipengaruhi lingkungan laut dan tepi bagian laut.

**d. Formasi Baturaja (Miosen Awal)**

Transgresi yang terjadi di laut berlangsung dengan diawali pengendapan serpih laut dalam di atas struktur graben. Sedimentasi berikutnya yang lebih dominan adalah endapan karbonat (reef dan batugamping bioklastik) berkembang pada kala ini, pada lingkungan laut dangkal dengan kemiringan kecil atau *platform*. Batugamping terumbu di tinggian intra cekungan. Reservoir karbonat berkualitas tinggi banyak terbentuk di saat ini khususnya pada bagian selatan cekungan, tetapi jarang terdapat di Subcekungan Jambi ke arah utara. Porositas sekunder berkembang ke arah Selatan dan Timur.

**e. Formasi Gumai (Miosen Awal sampai Miosen Tengah)**

Melanjutkan periode transgresi yang menyebabkan terendapkannya serpih laut, batulanau, dan batupasir dengan pengendapan karbonat yang semakin berkurang. Selama puncak transgresi, pengendapan serpih laut yang mengandung glaukonit mendominasi seluruh cekungan yang mampu bertindak sebagai seal regional. Progradasi sedimen deltaik mulai muncul di cekungan ini dan diikuti dengan endapan transisi. Sedimen laut dangkal secara bertahap menggantikan serpih laut. Daerah *platform* ke arah timur dan timur laut mendominasi asupan sedimen. Pada saat yang bersamaan sedimen vulkaniklastik juga diendapkan dari pulau-pulau vulkanik yang terisolasi di bagian barat.

**f. Formasi Airbenakat (Miosen Tengah)**

Kondisi laut dangkal secara perlahan digantikan oleh lingkungan laut yang lebih dangkal, sebagai hasil lanjutan asupan sedimen dari tepi cekungan, kecuali di tengah cekungan. Reservoir batupasir laut dangkal berkualitas tinggi yang berumur Miosen Tengah menyebar luas di Cekungan Sumatra Selatan. Pada tepi cekungan terbentuk kondisi laut bagian tepi hingga dataran pantai. Aktivitas batuan beku di Bukit Barisan ikut berperan, dibuktikan banyak batupasir yang memiliki kandungan vulkaniklastik yang signifikan. Hal ini khususnya sangat berpengaruh di bagian barat dimana kualitas reservoir menurun drastis.

**g. Formasi Muaraenim (Miosen Akhir)**

Sedimen Miosen Akhir di Cekungan Sumatra Selatan bersamaan dengan periode tektonik sehubungan dengan pertumbuhan Bukit Barisan ke arah barat. Produk kegiatan Gunung Bukit Barisan menjadi sumber sedimen utama cekungan ini. Pada mayoritas sumur, sedimen *fluvial-deltaic* dan *coastal swamp* membentuk batuan interval Formasi Muaraenim, hal ini dengan bukti tidak adanya serpih laut sebagai batuan penutup yang menyebar secara regional.

**h. Formasi Kasai (Pliosen – Plistosen)**

Selama Pliosen, kegiatan magmatisme dari Bukit Barisan menjadi semakin besar dibuktikan dengan meningkatnya komponen vulkaniklastik, bersamaan dengan itu regresi laut mulai terjadi yang akhirnya menyebabkan seluruh Sumatra Selatan berubah menjadi daratan. Sedimen yang terbentuk adalah tuff, batulempung kontinental, dan batupasir vulkaniklastik. Sedimentasi menjadi tidak beraturan pada Kala

Plistosen, pengangkatan dan erosi besar-besaran terjadi pada bentukan-bentukan inversi bersamaan dengan pengendapan di antara lipatan, yang membentuk morfologi struktural masa sekarang.

### **Struktur Geologi**

Tektonik yang mempengaruhi Cekungan Sumatra Selatan dapat dibagi menjadi tiga fase tektonik utama (Pulonggono, dkk, 1992) :

- a. Fase Kompresional dengan arah WNW – ESE umur Jurrasic Cretaceous.
- b. Fase Ekstensional dengan arah N-S dan WNW –ESE
- c. Fase Kompresional

Sesar-sesar yang berarah barat-baratlaut dan timur-tenggara serta utara-selatan mengaktifkan pengendapan di Cekungan Sumatra Selatan. Beberapa diantaranya pada Miosen Akhir hingga Plio-Plistosen, mengakibatkan pembalikan serta inversi cekungan (Pulonggono, dkk, 1992). Sistem Subduksi Jawa Sumatra yang terletak di lepas pantai Barat Sumatra dan di Selatan Jawa dimulai pada Oligosen Akhir. Graben dan sesar-sesar utama di Cekungan Sumatra Utara berorientasi utara-baratlaut ke selatan tenggara. Kompresi yang melibatkan batuan dasar serta mengakibatkan inversi cekungan dan pembalikan sesar normal membentuk antiklin pada Kala Pliosen dan menjadi penyebab utama terbentuknya perangkap hidrokarbon di Cekungan Sumatra Selatan ini (Bishop, 2001).

Pada akhir Paleogen, Sumatra Selatan sudah merupakan "back arc basin", dimana merupakan area cekungan sepanjang arah baratlaut - tenggara (Lematang, Saka, Kepayang) dengan arah sesar mendatar utara - selatan yang terbentuk sejak Pra-Tersier. Zona sesar tersebut membentuk *half graben* disebut sebagai Lagan - Lenggaran atau "Benakat Gulley" di Sub Cekungan Palembang.

Dapat disimpulkan terdapat 3 arah kelurusan sesar di Cekungan Sumatra Selatan (Pulonggono, dkk, 1992), yakni (Gambar 3):

- a) Kelurusan sesar berarah N 300°E, terdapat 5 jalur utama, yaitu jalur sesar Musi, Lematang, Kepayang, Saka dan Pantai Selatan Lampung. Jalur - jalur sesar tersebut terbentuk pada Pra-Tersier dan terpotong oleh jalur sesar Bukit Barisan pada Zaman Tersier.
- b) Kelurusan sesar arah Utara - Selatan, terdapat 3 jalur, yaitu ; kelurusan Pendopo - Limau atau "Benakat Gulley" (sesar Kikim), Kelurusan Palembang dan kelurusan Lampung bagian selatan.
- c) Pola kelurusan sesar Bukit Barisan N 320°E yang memotong semua arah sesar sebelumnya pada Zaman Tersier (Neogen).

Komplek sesar tersebut membagi Cekungan Sumatra Selatan menjadi beberapa Sub Cekungan, yakni; Garba, Negara Batin, Palembang, Jambi yang kesemuanya merupakan cekungan belakang busur.

### **Sistem Petroleum**

Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan yang produktif sebagai penghasil minyak dan gas. Hal itu dibuktikan dengan banyaknya rembesan minyak dan gas yang dihubungkan oleh adanya antiklin. Letak rembesan ini berada di kaki bukit Gumai dan pegunungan Barisan. Sehingga dengan adanya peristiwa rembesan tersebut, dapat digunakan sebagai indikasi awal untuk eksplorasi adanya hidrokarbon yang berada di bawah permukaan berdasarkan petroleum system (Ariyanto dan Kusdiantoro, 2014).

- a. Batuan Induk (Source Rock)

Hidrokarbon pada cekungan Sumatera Selatan diperoleh dari batuan induk lakustrin Formasi Benakat dan batuan induk batubara terrestrial dan serpih batubaraan pada Formasi Talang Akar. Batuan induk lakustrin diendapkan pada kompleks separo graben, sedangkan batubara terrestrial dan serpih batubaraan secara luas pada batas separo graben. Selain itu pada batu gamping Formasi Baturaja dan serpih dari Formasi Gumai memungkinkan juga untuk dapat menghasilkan hidrokarbon pada area lokalnya. Gradien temperatur di Cekungan Sumatera Selatan berkisar 49° C/Km. Gradien ini lebih kecil jika dibandingkan dengan Cekungan Sumatera Tengah (Bishop, 200).

- b. Reservoir

Dalam cekungan Sumatera Selatan, beberapa formasi dapat menjadi reservoir yang efektif untuk menyimpan hidrokarbon, antara lain adalah pada batuan dasar, Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, dan Formasi Gumai.

Untuk Formasi Talang Akar secara umum terdiri dari batupasir kuarsa, batulanau, dan serpih. Sehingga pada batupasir sangat baik untuk menjadi reservoir. Porositas yang dimiliki pada Formasi Talang Akar berkisar antara 15-30 % dan permeabilitasnya sebesar 5 Darcy. Formasi Talang Akar diperkirakan mengandung 75% produksi minyak dari seluruh Cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2000).

Pada reservoir karbonat Formasi Baturaja, pada bagian atas merupakan zona yang porous dibandingkan dengan bagian dasarnya yang relatif ketat (*tight*).

Porositas yang terdapat pada Formasi Baturaja berkisar antara 10-30% dan permeabilitasnya sekitar 1 Darcy (Ariyanto dan Kusdiantoro, 2014).

#### c. Batuan Penutup (*Seal*)

Batuan penutup cekungan Sumatra Selatan secara umum berupa lapisan serpih cukup tebal yang berada di atas reservoir Formasi Talang Akar dan Gumai itu sendiri (*intraformational seal rock*). Seal pada reservoir batu gamping Formasi Baturaja juga berupa lapisan serpih yang berasal dari Formasi Gumai. Pada reservoir batupasir Formasi Air Benakat dan Muara Enim, serpih yang bersifat *intraformational* juga menjadi batuan penutup yang baik untuk menjebak hidrokarbon (Ariyanto, dan Kusdiantoro, 2014).

#### d. Trap

Jebakan hidrokarbon utama diakibatkan oleh adanya antiklin dari arah barat laut ke tenggara dan menjadi jebakan yang pertama dieksplorasi. Antiklin ini dibentuk akibat adanya kompresi yang dimulai saat awal miosen sampai sekitar pada 2-3 juta tahun yang lalu (Bishop, 2000). Selain itu jebakan hidrokarbon pada cekungan Sumatra Selatan juga diakibatkan karena struktur.

Tipe jebakan struktur pada cekungan Sumatra Selatan secara umum dikontrol oleh struktur-struktur tua dan struktur lebih muda. Jebakan struktur tua ini berkombinasi dengan sesar naik sistem *wrench fault* yang lebih muda. Jebakan struktur tua juga berupa sesar normal regional yang menjebak hidrokarbon. Sedangkan jebakan struktur yang lebih muda terbentuk bersamaan dengan pengangkatan akhir Pegunungan Barisan (Pliosen sampai Pleistosen) (Ariyanto dan Kusdiantoro, 2014).

#### e. Migrasi

Migrasi hidrokarbon ini terjadi secara horisontal dan vertikal dari batuan induk serpih dan batubara pada Formasi Lahat dan Talang Akar. Migrasi horisontal terjadi di sepanjang kemiringan slope, yang membawa hidrokarbon dari batuan induk dalam kepada batuan reservoir dari Formasi Lahat dan Talang Akar sendiri. Migrasi vertikal dapat terjadi melalui rekahan-rekahan dan daerah sesar turun utama. Terdapatnya resapan hidrokarbon di dalam Formasi Muara Enim dan Air Benakat adalah sebagai bukti yang mengindikasikan adanya migrasi vertikal melalui daerah sesar kala Pliosen sampai Pleistosen (Ariyanto dan Kusdiantoro, 2014).

## PERHITUNGAN CADANGAN HIDROKARBON

### a. Analisis Kualitatif

#### 1). Interpretasi Litologi

Interpretasi litologi ini dilakukan untuk mengetahui berbagai jenis litologi yang berada pada lapangan MLH. Data pendukung untuk mengidentifikasi litologi tersebut berupa data Final Well Report, Petrografi, Core dan juga informasi yang ada pada log (tract 1,2,3). Berdasarkan data tersebut di didapatkan litologi berupa mudstone, wackestone, packstone, grainstone, dan floatstone.

#### 2). Fasies Pengendapan

Identifikasi fasies dilakukan berdasarkan litologi yang dominan berdasarkan batas-batas perbedaan litologi yang digambarkan berdasarkan *shale break*, peneliti membagi menjadi beberapa litofasies pada lapangan "MLH" ini, antara lain fasies *packstone*, *grainstone*, *packstone to wackestone*, dan *wackestone*. Litofasies ini di buat untuk membuktikan bahwa litologi batugamping yang berada di lapangan "MLH" ini heterogen, sekaligus terdapat perbedaan mendasar seperti tekstur pengendapan yang akan mempengaruhi jumlah cadangan yang berada pada daerah penelitian.

Dari litofasies yang diatas maka berdasarkan atas model dari James & Borque (1992) maka batugamping yang berkembang pada lapangan "MLH" ini berada pada backreef. Kesimpulan tersebut di kuatkan dengan tidak ditemukannya struktur tumbuh atau batugamping non klastik di *core*, FWR, petrografi ataupun *mudlog* berupa struktur tumbuh atau batugamping non-klastik. Semua data yang di dapat batugamping yang berada pada Formasi Baturaja lapangan "MLH" adalah batugamping klastik dengan komposisi pecahan coral, alga dan lain-lain dengan matriks *limemud* yang menunjukkan batugamping tersebut di endapkan pada lingkungan dengan energi rendah-sedang.

### 3). Pola Elektrofases

Elektrofases digunakan untuk mengetahui susunan pengendapan pada suatu cekungan pengendapan guna mengetahui fasies dan lingkungan pengendapan. Pada lapangan “MLH” ini terdapat 3 system track. Yaitu HST (*High System Track*) yang berarti adanya progradasi di bawah SB, Basin Starvation dan pertumbuhan karbonat yang menurun (*Give Up*). Sedangkan pada LST (*Low System Track*) berarti adanya progradasi di atas SB lalu di batasi oleh TST (*Transgressive System Tract*) yang menunjukkan adanya Retrogradasi dan pertumpuhan batugamping (*Catch Up*) diatas TS. Penentuan system track ini dilakukan berdasarkan adanya *shale break* dan juga perubahan litofasies.

Setelah dilakukan analisis sumur (Gambar 4) diketahui bahwa umur geologi Formasi Baturaja ini adalah awal Miocene (N4-N6) mengacu pada Ginger & Fielding 2005, dari pola elektrofasesnya yang terdiri dari system track TS (*Transgressive Surface*) menunjukkan batas saat terjadinya transgresi, SB (*Sequence Boundary*) membatasi waktu pengendapan, dan MFS (*Maximun Flooding Surface*) menunjukkan saat keadaan air laut maksimal dan diendapkan material halus. HST (*High System Tract*) memperlihatkan material yang diendapkan semakin kasar, LST (*Low System Tract*) memperlihatkan pola pengendapan material menghalus, dan TST (*Transgressive System Tract*) menunjukkan keadaan adanya transgresi. Sehingga dapat dikelompokkan bahwa diendapkan pada satu kesatuan waktu atau bisa dikatakan satu siklus. Bentuk pola log yang dianalisis menunjukkan pola (dari bawah ke atas) *funnel-shape*, *cylindrical-shape*, *bell-shape*, dan *funnel-shape* yang masing-masing dapat memberikan informasi pertumbuhan batugamping pada Formasi Baturaja ini yang di mulai dari *keep-up*, *catch-up*, *give-up*, dan *catch-up carbonate*. Berdasarkan semua analisis yang dilakukan di atas dapat di simpulkan bahwa litologi batugamping Formasi Baturaja daerah telitian berada di *backreef* mengacu pada James dan Borque (1992).

## b. Analisa Kuantitatif

### 1). Nilai Petrofisika

Analisis log sumur secara kuantitatif (Tabel 1.) dilakukan dengan menggunakan persamaan rumus dalam mencari harga-harga dari sifat fisik batuan yang digunakan dalam menentukan kandungan fluida dalam reservoir Formasi Baturaja Lapangan “MLH”. Penentuan sifat fisik suatu batuan berupa penentuan besar porositas ( $\phi$ ) dan saturasi air ( $S_w$ ) pada suatu reservoir.

### 2). Uji Sumur

#### a. Sumur DEWI-1

Pengujian ini dilakukan pada kedalaman 7011-7097 kaki (kedalaman ukur) didapatkan data adanya aliran gas sebesar 10.7 MMCFD dengan 321 BCD yang melewati 32/64” *choke* dan terdapat aliran gas sebesar 13.4 MMCFD dengan 375 BCPD yang melewati *choke* 40/60”.

#### b. Sumur DEWI-3

Pada sumur DEWI-3 dilakukan 2 kali pengujian pada interval yang berbeda. Pertama, dilakukan pengujian pada kedalaman 6965-7085 kaki mengalir gas sebesar 22.29 MMCFD dengan 411.4 BCPD. Kedua, dilakukan pengujian pada kedalaman 6755-6915 kaki yang mengalir 21.97 MMCFD dengan 558.8 BCPD.

### 3). Korelasi

#### a. Korelasi Stratigrafi

Korelasi (Gambar 5.) yang di lakukan berdasarkan pembagian litofasies yaitu *packstone*, *grainstone*, *packstone to wackestone* dan *wackestone*. Semua sumur menunjukkan kemenerusan. Pada Formasi Baturaja ini peneliti menafsirkan bahwa litologi dominan yang di endapkan paling awal yaitu adalah fasies *packstone*, diketahui bawah fasies ini diendapkan pada kondisi yang tenang-sedang yang berada di *backreef*. Lalu fasies yang selanjutnya adalah *grainstone* menunjukkan adanya aktifitas regresi yang membuat keadaan cekungan yang semula menjadi lebih dangkal dari sebelumnya. Selanjutnya yaitu fasies *packstone to wackestone*, fasies ini dipengaruhi pula oleh adanya proses kenaikan muka air laut yang mengakibatkan keadaan lebih tenang. Dan yang terakhir adalah fasies *wackestone*, litologi ini dapat diendapkan karena adanya proses transgresi yaitu permukaan air laut naik, dimana pada keadaan sebelumnya adalah dangkal akan menjadi lebih dalam. Sehingga akan mengakibatkan lingkungan sekitar lebih tenang dan memungkinkan untuk diendapkan litologi *wackestone*.

#### b. Korelasi Struktur

Ditinjau dari korelasi (Gambar 6.) antar ke lima sumur lapangan “MLH” maka tidak adanya struktur sesar yang terlihat, hanya menunjukkan keadaan normal lapisan. Namun jika di perhatikan lebih seksama, Formasi Baturaja ini menunjukkan morfologi antiklin. Struktur yang berkembang pada Lapangan “MLH” ini akan lebih terlihat pada analisis seismik.

### c. Analisis Data Seismik

#### 1). *Picking* Struktur

Penampang seismik 3D diatas berada xline 1465 (Gambar 7.) berarah ke NW-SE yang telah dilakukan *picking* struktur. Lapangan penelitian ini berada di sub cekungan Jambi Sumatra Selatan. Lapangan ini merupakan bagaian dari cekungan busur belakang dari sistem subduksi Jawa-Sumatra. Hasil *picking* struktur di atas memperlihatkan bagaimana tektonik berperan pada pembentukan Cekungan Sumatra Selatan. Terdapat simbol 1,2,dan 3 memperlihatkan periode pembentukan struktur tersebut. Pada periode pertama yaitu terjadi kompresi pada umur Yura - Kapur. Kemudian periode dua terjadi rifting yang membentuk cekungan-cekungan dan merupakan waktu untuk pengendapan secara besar-besaran. Lalu terjadi kembali fase kompresional yang merupakan periode ketiga. Kompresi ini yang melibatkan batuan dasar serta mengakibatkan inversi cekungan dan pembalikan sesar normal membentuk antiklin pada Kala Pliosen dan menjadi penyebab utama terbentuknya perangkap hidrokarbon di Cekungan Sumatra Selatan ini.

#### 2). *Picking* Stratigrafi

Hasil *picking* horison (Gambar 8.) di atas merupakan kenampakan bawah permukaan Formasi Baturaja Lapangan "MLH". *Composite Line* menunjukkan bahwa kelima sumur penelitian dipotong oleh satu garis line seismik berarah N-S. Morfologi yang di bentuk oleh horison Formasi Baturaja berupa 4 *ways closure* (menipis keluar ke 4 arah). Sedangkan garis bitu menunjukkan batas fasies yang di interpretasikan sebagai batas daerah yang potensial mengandung hidokarbon dan yang tidak.

### d. Perhitungan Cadangan

Sebelum dilakukan perhitungan cadangan dilakukan metode penyebaran nilai properti *reservoir* dengan *guidence* berupa asosiasi peta *isopach* dan fasies. Permodelan dilakukan untuk memvisualisasikan bagaimana bentuk geometri serta keadaan daerah penelitian berdasarkan data, analisis, dan perhitungan yang telah dilakukan. Permodelan dimulai dengan *Gridding - Layering - Scale up - Data analysis - Facies Modeling - Pretophysical Modeling* dan akan berakhir pada tujuan penelitian ini yaitu *Volume Calculation*. (Gambar 9-16). Validasi permodelan ini dapat di lihat dari sesilih persen pada histogram antara model-*well logs-scale up*, apabila selisih ketiga hal tersebut tidak lebih dari 5 % maka model tersebut sudah mendekati keadaan sebenarnya di bawah permukaan.

#### 1). Perhitungan

Metode yang digunakan untuk menghitung gas yang berada di Lapangan "MLH" ini menggunakan metode *volume metric*.

Data yang dibutuhkan:

Vb : volume reservoir (acre-ft)

$\Phi_e$  : porositas efektif batuan

Sw : hidrokarbon saturasi

Bgi : faktor volume formasi gas mula-mula, (BBL/STB)

Setelah dilakukan permodelan kemudian dilakukan perhitungan cadangan (*Volume Calculation*) menggunakan software petrel yang sudah memenuhi standar rumus dan perhitungan yang sudah ditentukan didapatkan (Tabel 2.) cadangan total gas di daerah telitian sebesar 356 x 106 MSCF. Jika dilihat dari tabel perhitungan tiap litofasies cadangan tersimpan paling banyak sampai paling sedikit yaitu *packstone* (199 x 106 MSCF), *packstone to wackestone* (78 x 106 MSCF), *grainstone* (47 x 106 MSCF), dan *wackstone* (32 x 106 MSCF).

#### 2). Pengujian Ketidakpastian

Pengujian ini perlu dilakukan untuk membandingkan besar cadangan dengan tingkat keyakinan. Pengujian ini dilakukan minimal 10 kali perhitungan sehingga akan didapatkan kurva. Dapat di bedakan menjadi 3 macam cadangan berdasarkan tingkat keyakinan yaitu cadangan pesimis, possible, dan optimis. Kurva yang paling tinggi merupakan cadangan yang memiliki tinggi keyakinan yang paling tinggi sebesar 3.6928 x 108 MSCF. Sehingga nilai tersebut merupakan acuan menentukan besar cadangan yang akan kita pertimbangan untuk diperhitungkan ke tahap lebih lanjut yaitu mengenai keekonomian dan resiko. Nilai tersebut didapatkan dari tabel di bawah ini.

Setelah dilakukan pengujian sebanyak 10 kali percobaan maka akan di dapatkan nilai yang paling banyak muncul yang sudah ditunjukkan pada kurva pengujian yaitu sebesar 3.69289 x 108 MSCF. Dari nilai acuan tersebut maka di cari nilai yang paling dekat yang akan digunakan sebagai hasil akhir besar cadangan di lapangan "MLH" yaitu pada percobaan ke tiga (Tabel 3.) didapatkan 3.71205 x 108 MSCF.

### KESIMPULAN

- a. Litologi penyusun Formasi Baturaja yaitu Batugamping yang terdiri dari *mudstone*, *wackstone*, *packstone*, *grainstone*, dan *floatstone*.

- b. Formasi Baturaja dibagi menjadi 4 fasies yaitu fasies *packstone*, *grainstone*, *packstone to wackestone*, dan *wackestone* diendapkan di lingkungan *backreef*.
- c. Geometri Formasi Baturaja pada Lapangan “MLH” ini membentuk sebuah punggung atau 4 ways closure mempunyai perangkat stratigrafi berupa beda fasies.
- d. Nilai rata-rata properti reservoir yang digunakan untuk perhitungan cadangan antara lain: Saturasi air 64,54%; Porositas 4,28%; Permeabilitas 1286.68 mD.
- e. Metode volumetrik dengan permodelan statistik digunakan untuk menghitung cadangan hidrokarbon pada Lapangan “MLH”. Permodelan fasies digunakan sebagai guidance untuk menyebarkan properti reservoir.
- f. Cadangan hidrokarbon yang berada pada Lapangan “MLH” berupa gas sebesar  $3.71205 \times 10^8$  MSCF.

**DAFTAR PUSTAKA**

Ariyanto, P., dan Kusdiantoro, F., 2014. *Secondary Hydrocarbon Migration and Entrapment Evaluation in Lematang Area, South Sumatra*, Proceedings, Indonesian Petroleum Association, 38th Annual Convention & Exhibition, IPA14-G-337.

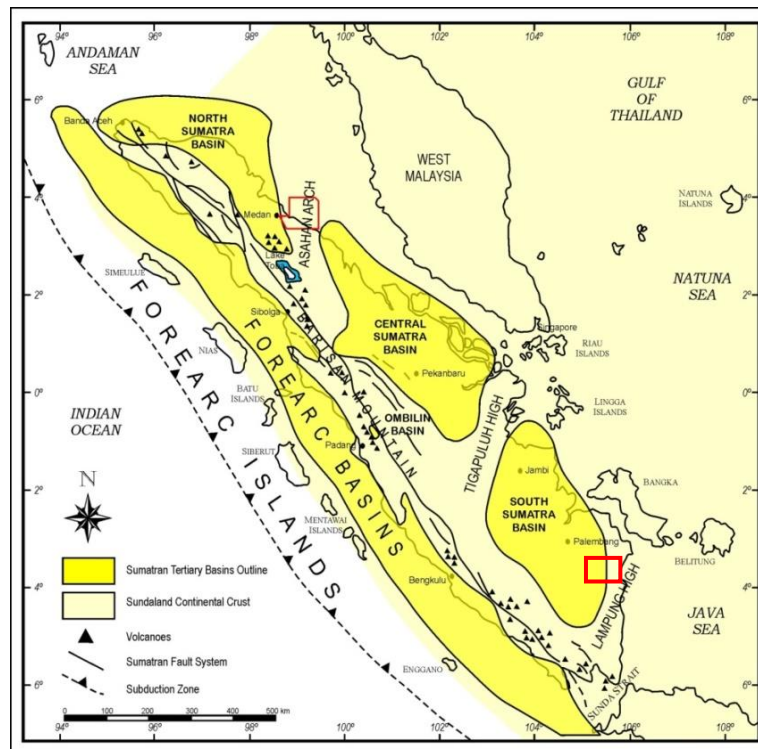
Bishop, M.G., 2000, *Petroleum Systems of The Northwest Java Province, Java, and Offshore Southeast Sumatra*, Indonesia: USGS Open-file report 99-50R.

Bishop, M.G., 2001, *South Sumatra Basin Province*, Indonesia, USGS Open-file report 99-50-s.

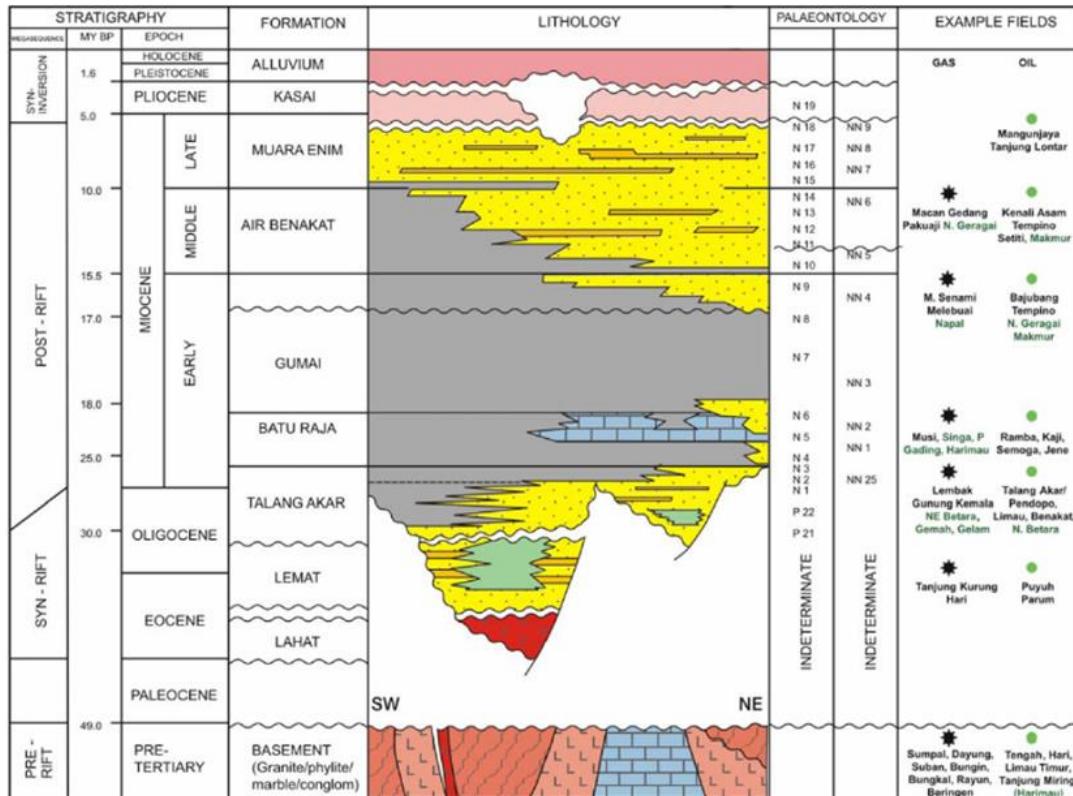
Ginger, D., & Fielding, K., 2005, *The Petroleum System And Future Potential Of The South Sumatra Basin*, Proceedings, Indonesia Petroleum Association, Thirtieth Annual Convention & Exhibition.

James, N. P. and Bourque, P. A., 1992, *Reef and Mounds*, in Walker, R. G. And N. P. James (eds.), *Facies Models Response to Sea Level Change*. Geol. Assoc. Canada.

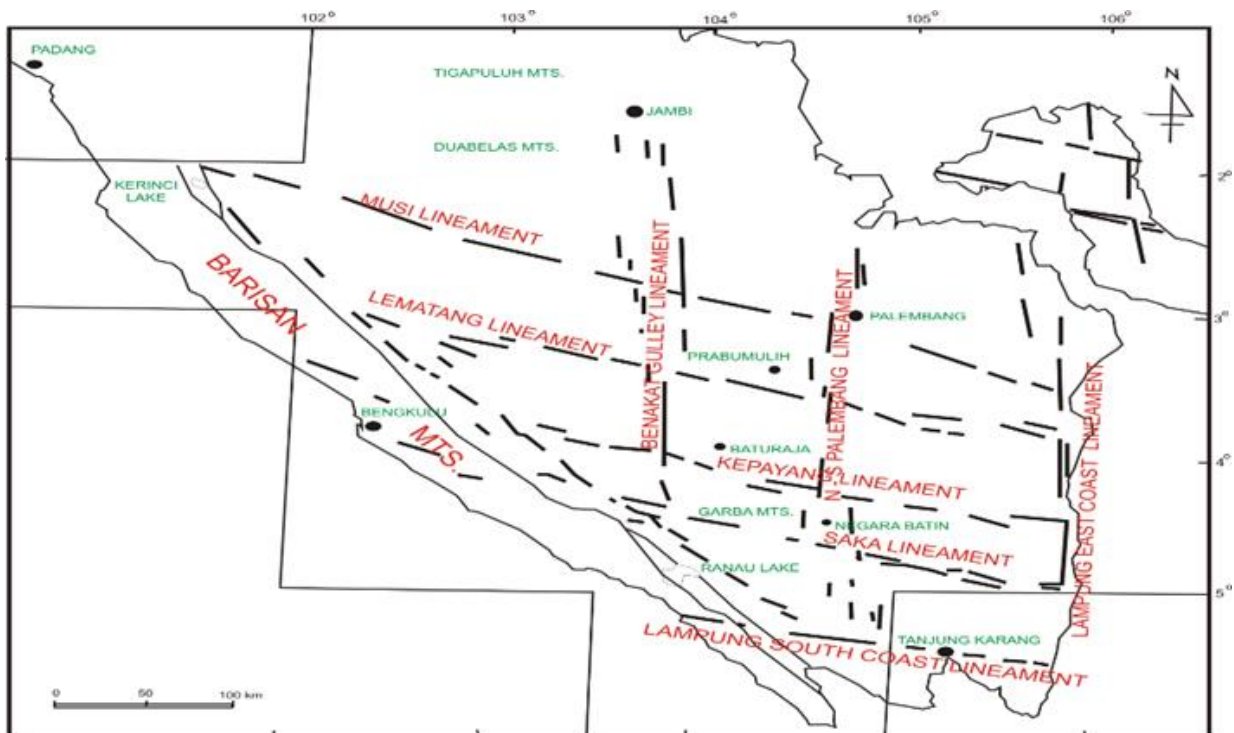
Pulunggono, A. dkk., 1992, *Pre-Tertiary and Tertiary Fault Systems as a Framework of The South Sumatra Basin; a Study of SAR-Maps*, Indonesia Petroleum Association, Indonesia.



**Gambar 1.** Lokasi penelitian dalam pembagian cekungan Sumatra (Barber dkk. 2005)



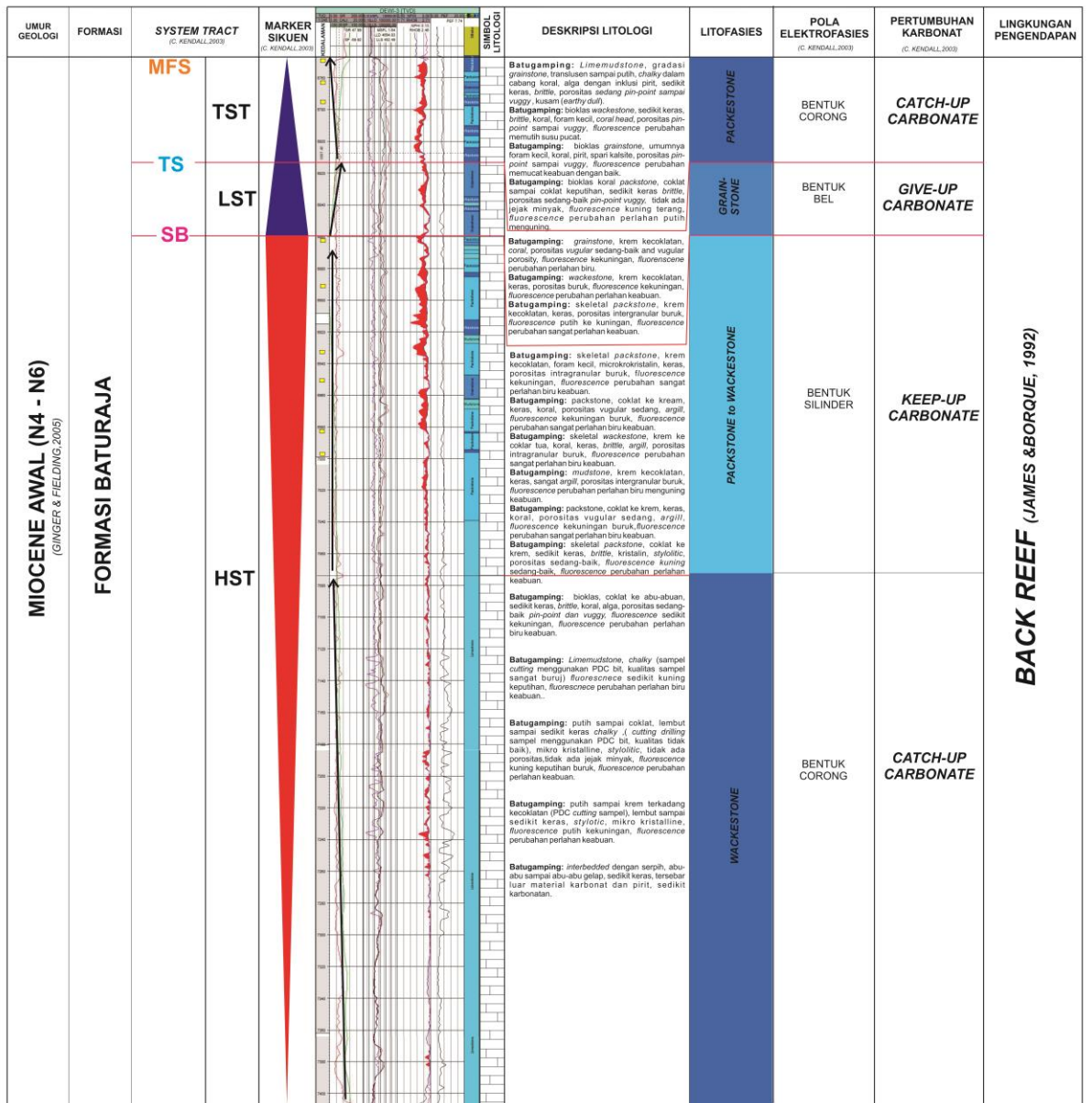
Gambar 2. Skema kronostratigrafi Sumatra Selatan (Ginger & Fielding, 2005)



Gambar 3. Arah kelurusan sesar di Sumatra Selatan (Pulungono, dkk,1992)



# ANALISIS SUMUR DEWI-3

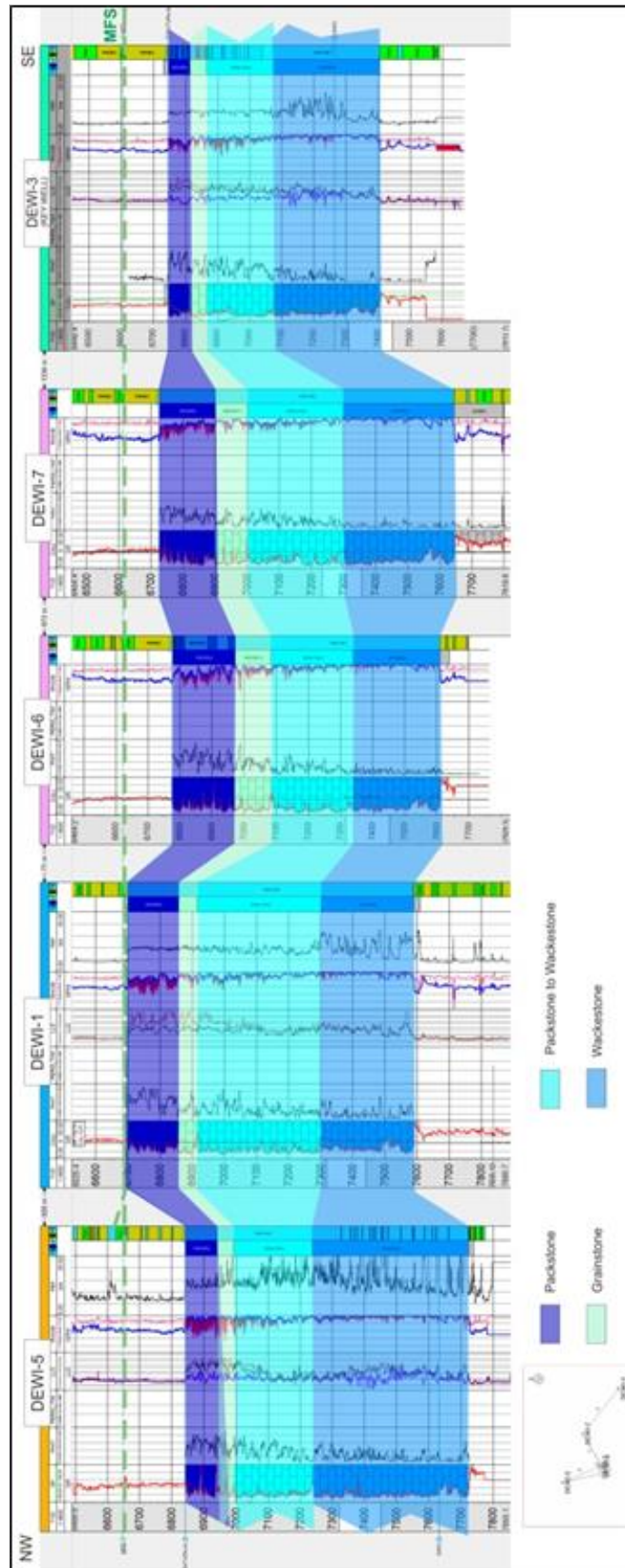


- MFS MAXIMUM FLOODING SURFACE
- TS TRANSGRESSIVE SURFACE
- SB SEQUENCE BOUNDARY
- TST TRANSGRESSIVE SYSTEM TRACT
- LST LOW SYSTEM TRACT
- HST HIGH SYSTEM TRACT
- SAMPEL PETROGRAFI
- ↗ POLA ELEKTROFASIES

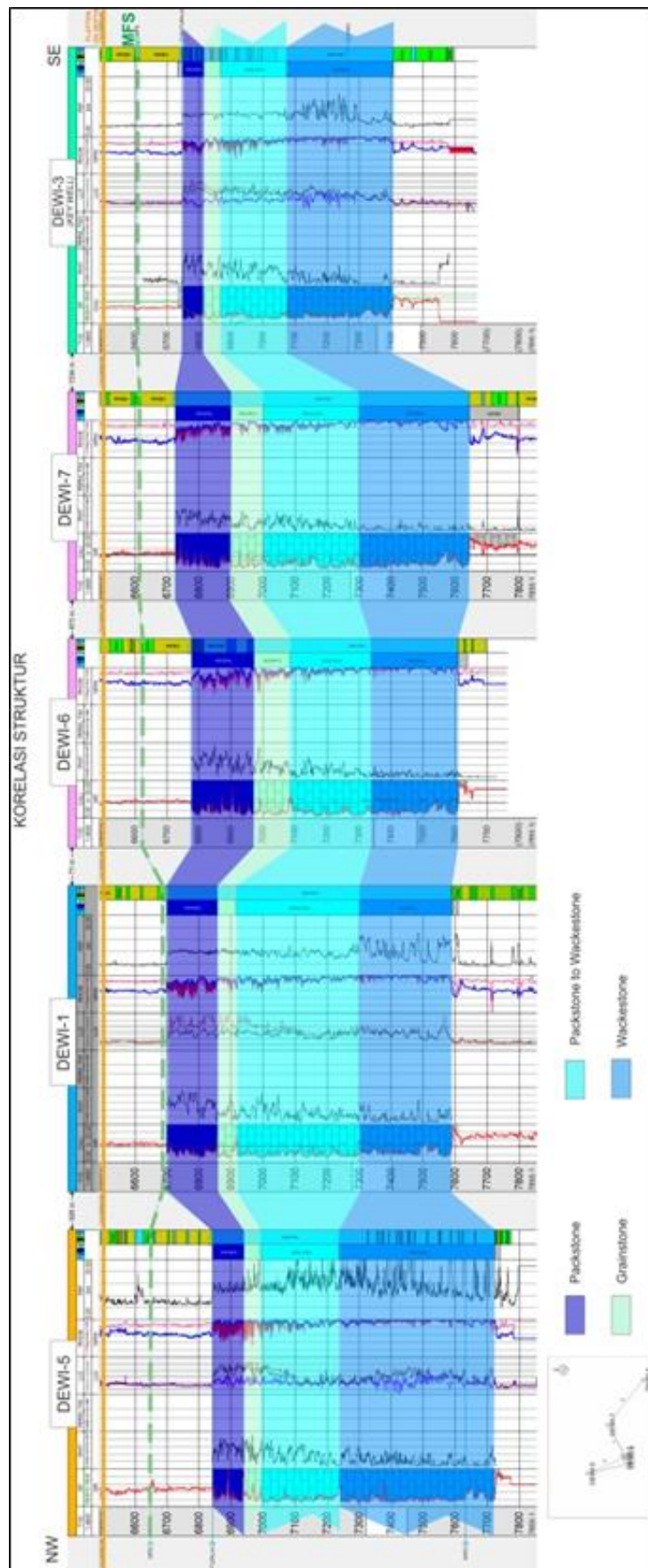
Gambar 4. Analisis Sumur DEWI-3

**Tabel 1.** Hasil perhitungan petrofisika pada sumur penelitian.

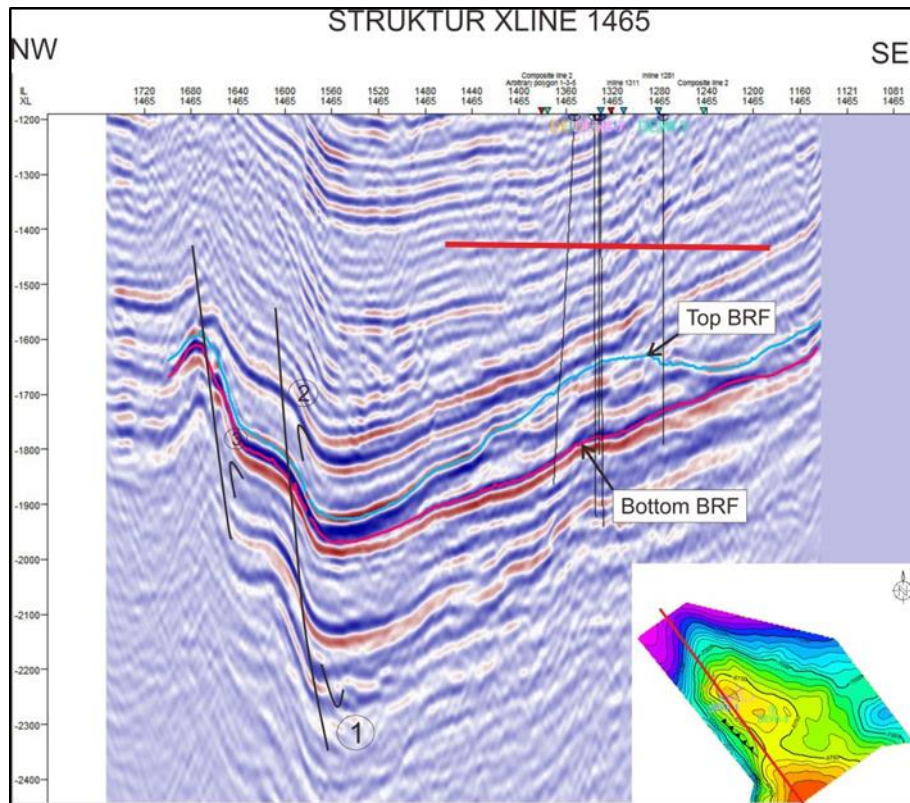
DATA PETROFISIKA LAPANGAN "MLH" FORMASI BATURAJA												
No.	Sumur	Top	Bottom	Porositas Effective			Saturation Water			Permeabilitas		
				Min	Max	Mean	Min	Max	Mean	Min	Max	Mean
1	DEWI-1	6742	7635	0	0.2388	0.0385	0.01	1	0.5959	0	66.9143	7.0726
2	DEWI-3	6748	7407	0	0.2538	0.0654	0	1	0.6768	0	9.633	2.2007
3	DEWI-5	6840	7720	0	0.2036	0.038	0.03	1	0.6793	0	8.405	1.7304
4	DEWI-6	6774	7610	0	0.3	0.0698	0.03	1	0.6793	0.019	12.246	2.2019
5	DEWI-7	6720	7650	0	0.2479	0.0594	0.03	1	0.6793	0.001	9.293	1.5267



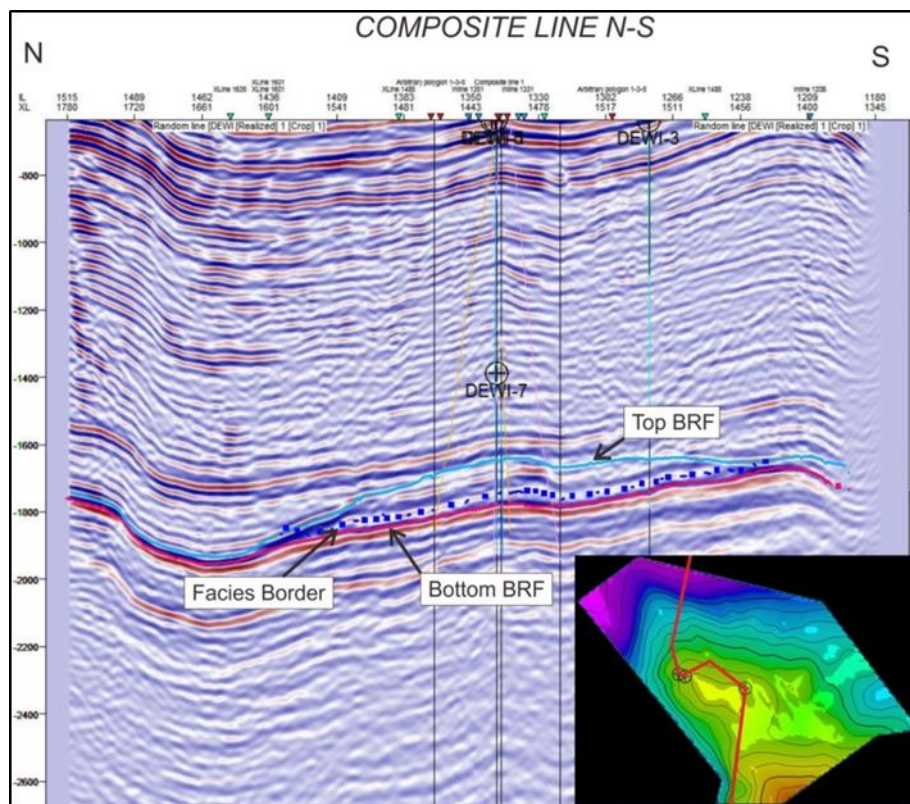
Gambar 5. Korelasi stratigrafi Formasi Baturaja Lapangan "MLH".



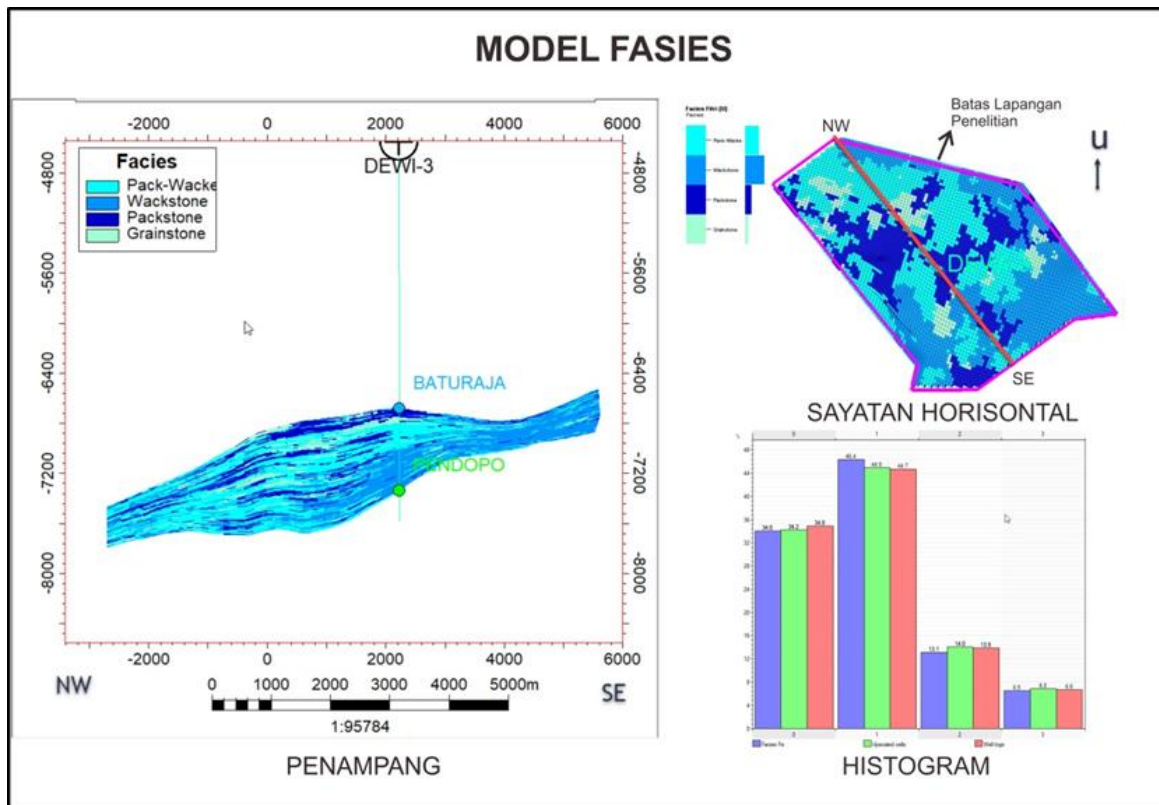
Gambar 6. Korelasi struktur pada Formasi Baturaja Lapangan “MLH”.



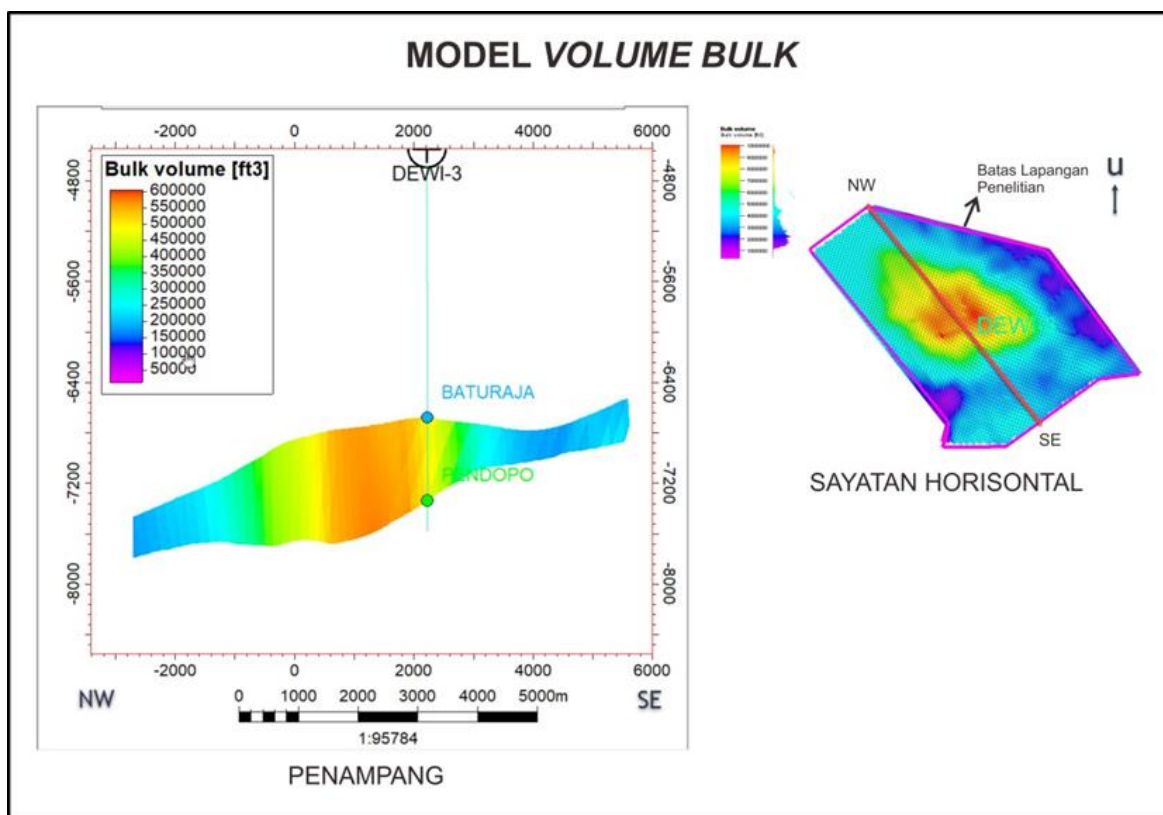
Gambar 7. Picking struktur pada penampang seismik Xline 1465.



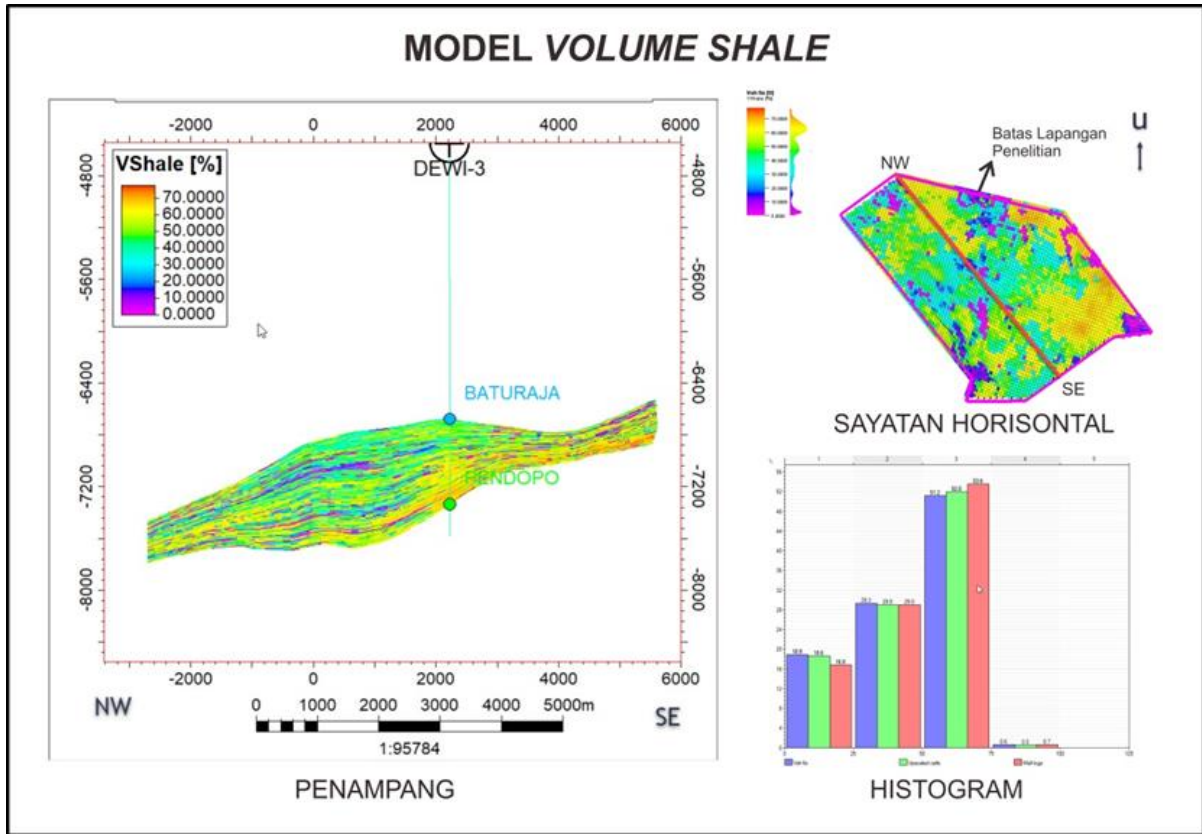
Gambar 8. Picking horison pada penampang seismik composite line N-S.



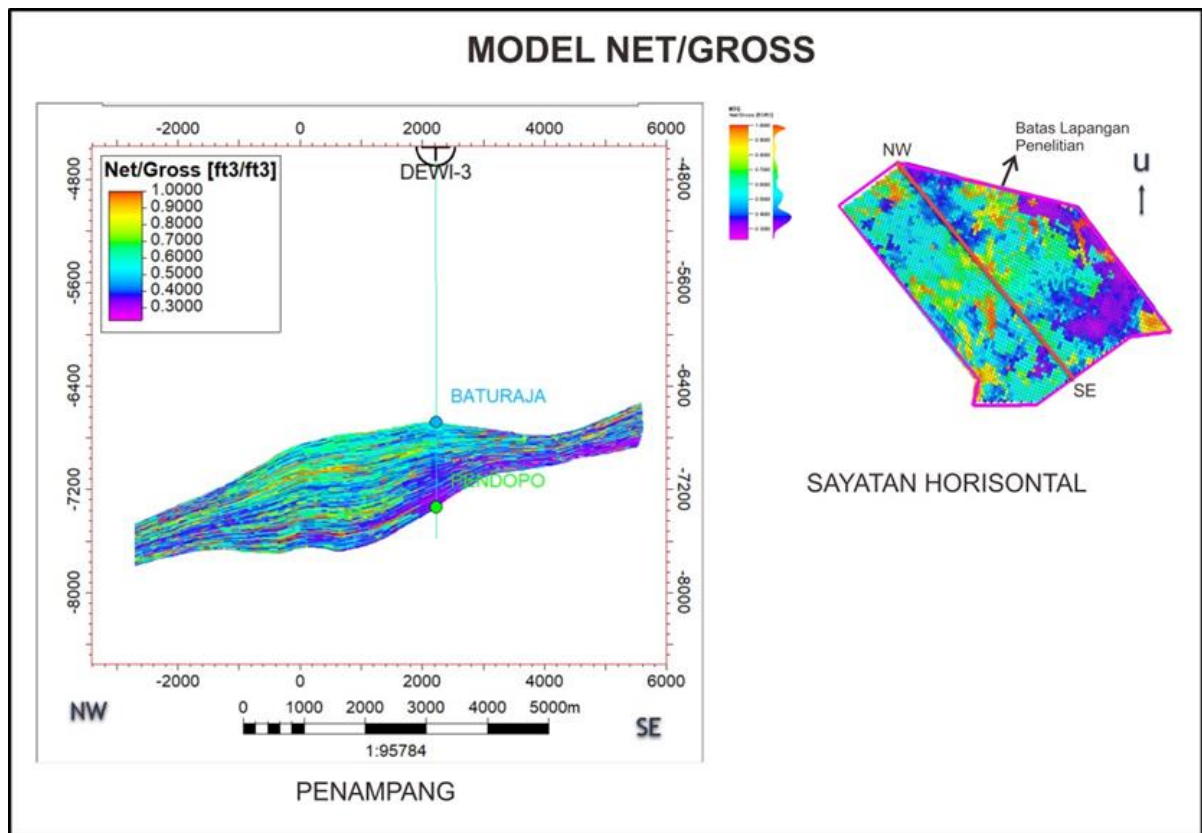
Gambar 9. Model litofasies Formasi Baturaja Lapangan “MLH”.



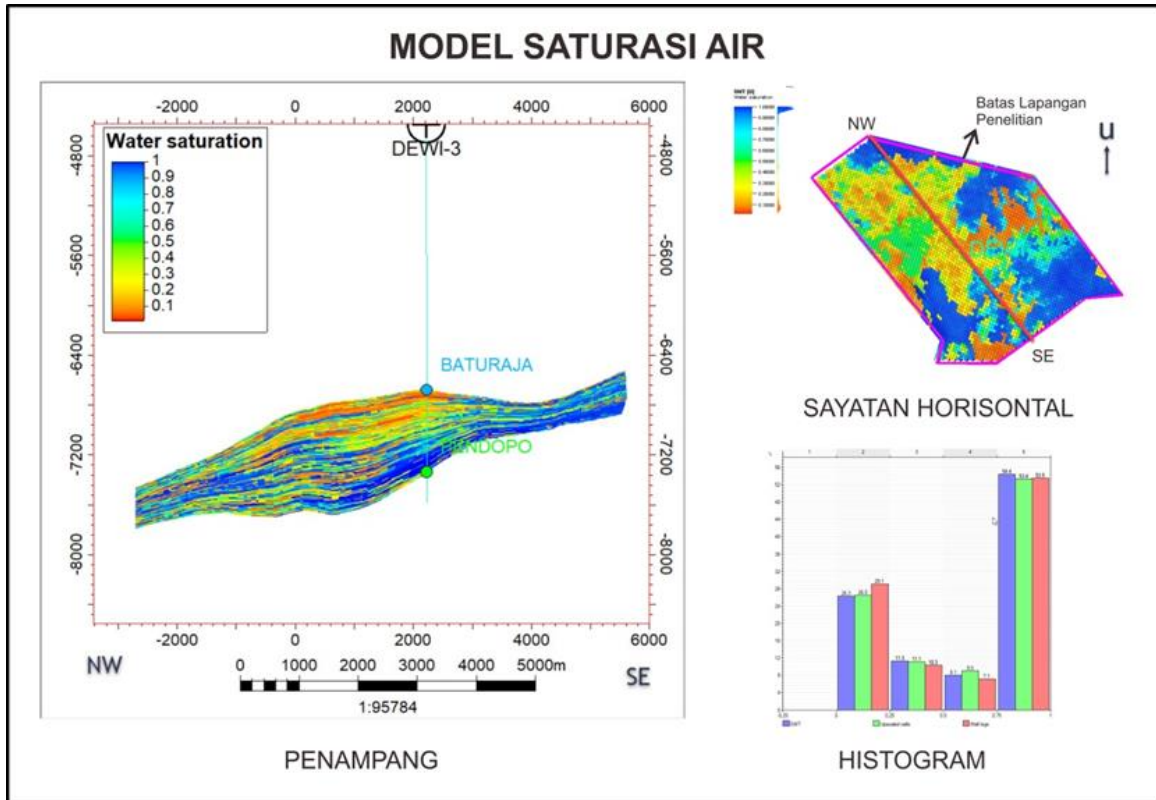
Gambar 10. Model volume bulk Formasi Baturaja Lapangan “MLH”.



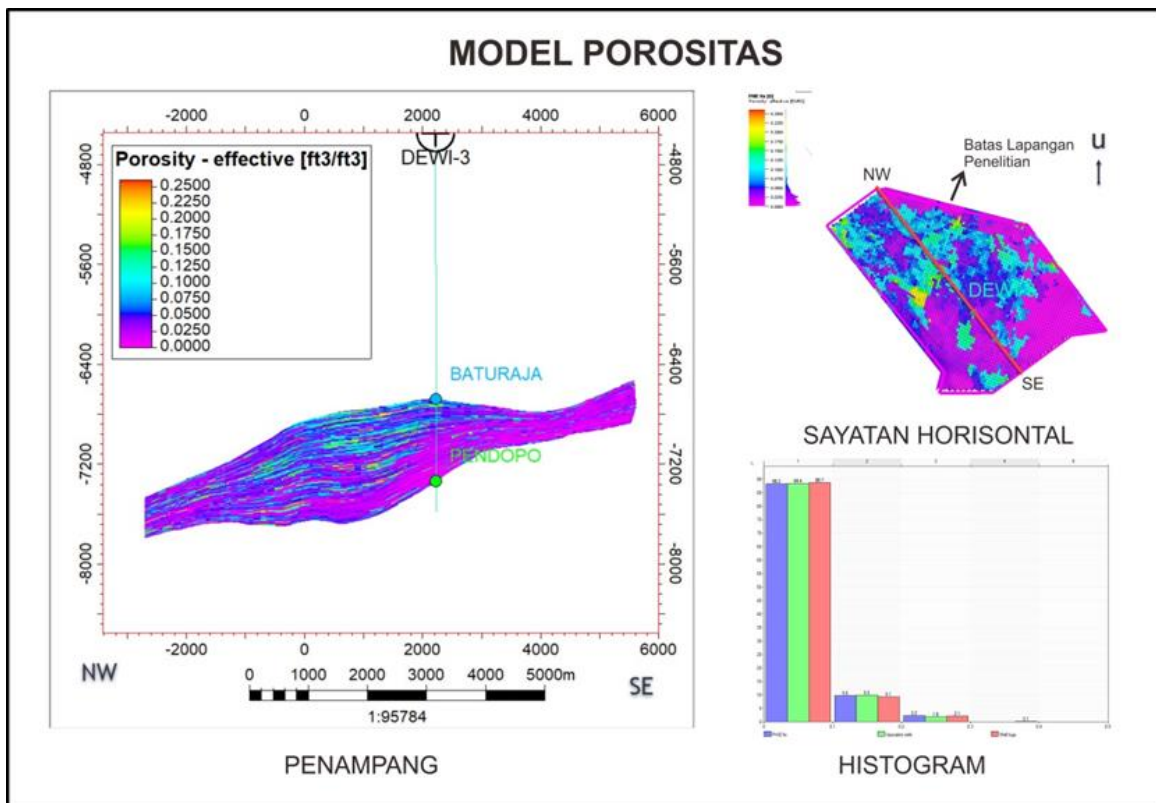
Gambar 11. Model volume shale Formasi Baturaja Lapangan “MLH”.



Gambar 12. Model Net/Gross Formasi Baturaja Lapangan “MLH”

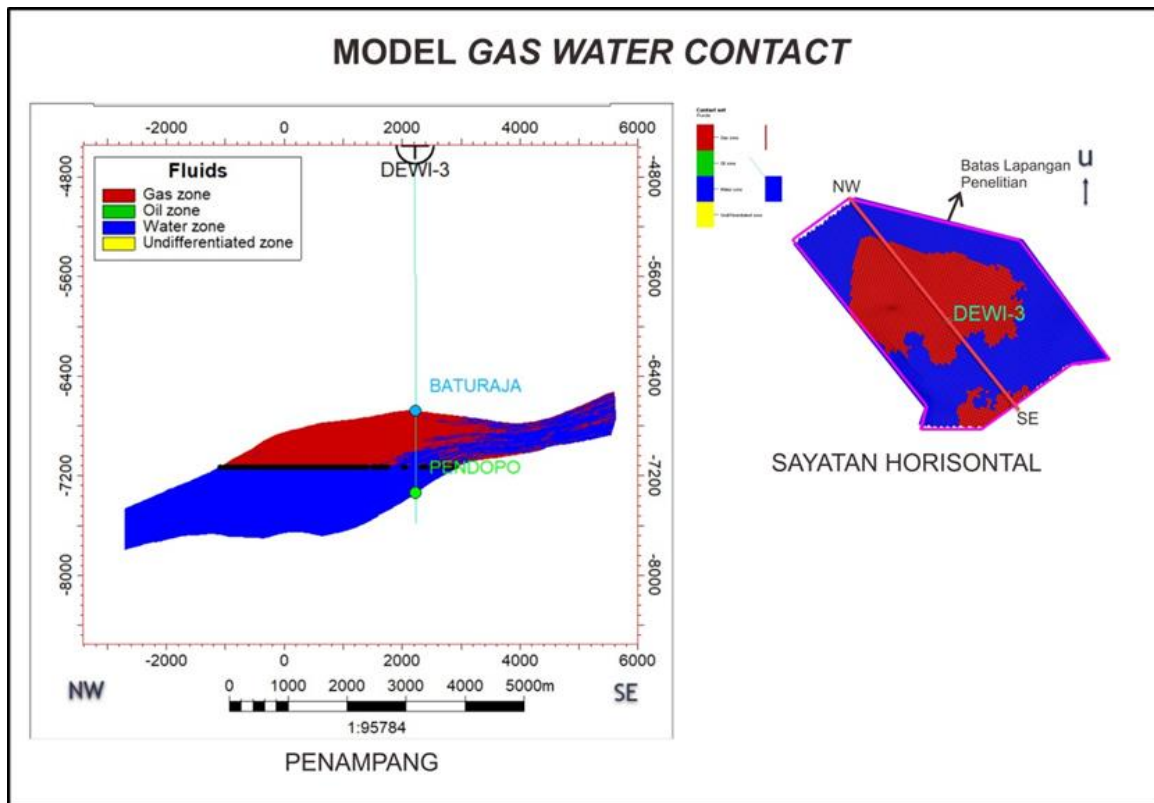


Gambar 13. Model saturasi air Formasi Baturaja Lapangan “MLH”.



Gambar 14. Model porositas Formasi Baturaja Lapangan “MLH”.

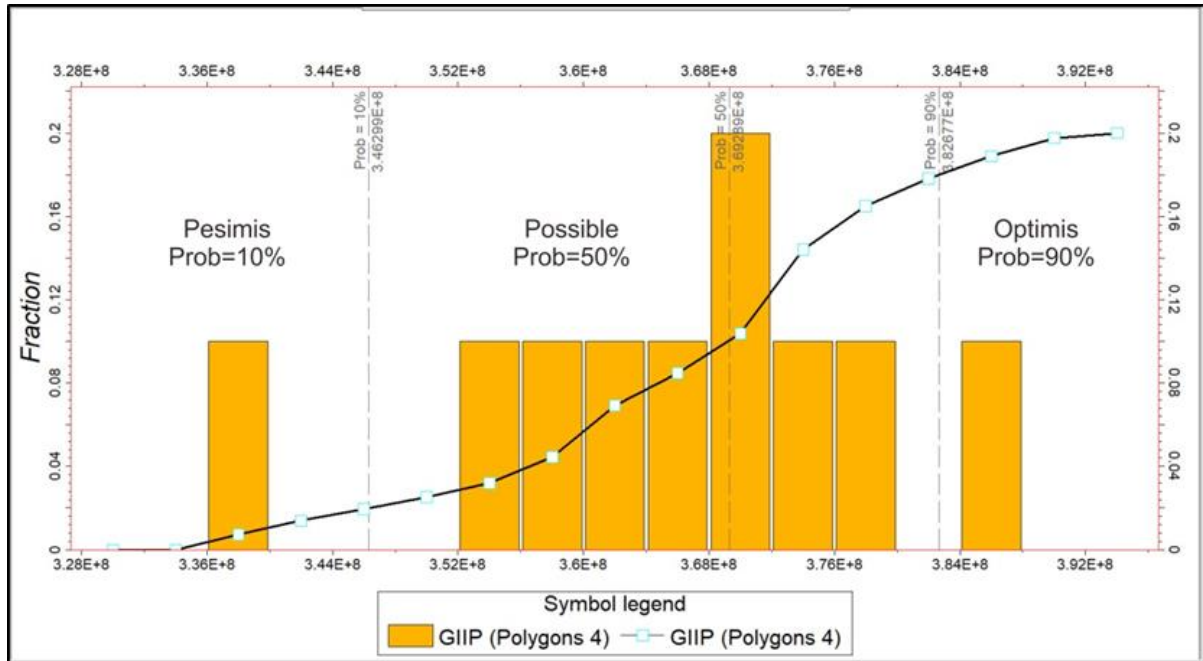




Gambar 15. Model gas water contact Formasi Baturaja Lapangan “MLH”.

Tabel 2. Tabel hasil perhitungan cadangan Lapangan “MLH”.

Case	Bulk volume [*10 <sup>6</sup> ft <sup>3</sup> ]	Net volume [*10 <sup>6</sup> ft <sup>3</sup> ]	Pore volume [*10 <sup>6</sup> ft <sup>3</sup> ]	HCPV gas [*10 <sup>6</sup> ft <sup>3</sup> ]	GIIP (in gas) [*10 <sup>6</sup> MSCF]	GIIP [*10 <sup>6</sup> MSCF]	Recoverable gas [*10 <sup>6</sup> MSCF]
Lapangan MLH	48825	45384	3148	2281	356	356	356
Totals all result types							
Zones							
Zone 1	48825	45384	3148	2281	356	356	356
Segments							
Segment 1	48825	45384	3148	2281	356	356	356
Facies							
Pack-Wacke	24841	23287	1025	497	78	78	78
Wackstone	4529	4172	291	204	32	32	32
Packstone	12450	11413	1421	1277	199	199	199
Grainstone	7005	6512	410	303	47	47	47
Boundaries							
Polygons 4	48825	45384	3148	2281	356	356	356



Gambar 16. Kurva analisis ketidakpastian perhitungan cadangan Formasi Baturaja Lapangan “MLH”.

**Tabel 3.** Tabel hasil pengujian perhitungan Cadangan.

Item	\$GIIP_10_6_MSCF_	\$GIIP_in_gas_10_6_MSCF_	\$HCPV_gas_10_6_ft3	\$Pore_volume_10_6_ft3	\$Net_volume_10_6_ft3	\$Sulk_volume_10_6_ft3	\$LOOP	^	\$2032
CobaPE_2	378.951409720578	378.951409720578	2425.52591378537	3285.01241150522	45143.5800495516	48617.1703214634	1	19538	
CobaPE_3	353.336158186932	353.336158186932	2261.57229126474	3095.46758429758	44054.5709766795	47437.0168270157	2	13423	
CobaPE_4	371.204979420316	371.204979420316	2375.94391738516	3256.02517073755	45163.7800249699	48622.8979044504	3	11681	
CobaPE_5	371.278771372554	371.278771372554	2376.41623200859	3205.23963418899	45376.4800207019	48895.0048239756	4	30556	
CobaPE_6	386.402498114535	386.402498114535	2473.21753735994	3351.91210977904	46201.6542354047	49764.0363305685	5	23652	
CobaPE_7	339.260990055666	339.260990055666	2171.48241650099	3044.91695253114	46114.824624018	49676.0652920644	6	21	
CobaPE_8	359.807630337187	359.807630337187	2302.99375849811	3163.17779713619	45492.1746288206	49018.1201460615	7	4181	
CobaPE_9	362.106425931747	362.106425931747	2317.70748733531	3140.88283574295	45577.3156467067	49094.4476726761	8	21128	
CobaPE_10	367.373862482892	367.373862482892	2351.42237406298	3192.48027801246	44209.0773899081	47630.1751103533	9	17481	
CobaPE_11	375.16396406969	375.16396406969	2401.28389399698	3298.41365483495	46008.208319323	49573.8810825291	10	21099	