

STUDI GEOLOGI DAN GEOFISIKA POTENSI HIDROKARBON FORMASI AIR BENAKAT LAPANGAN X CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Ferry Simorangkir¹⁾, Iyan Haryanto²⁾, Nurdrajat³⁾, Yusi Firmansyah³⁾

¹⁾Mahasiswa S1 Fakultas Teknik Geologi – Universitas Padjadjaran

²⁾Laboratorium Geodinamik, Fakultas Teknik Geologi – Universitas Padjadjaran

³⁾Laboratorium Stratigrafi, Fakultas Teknik Geologi – Universitas Padjadjaran

ABSTRACT

X field is part of the South Sumatra Basin with an area of 359,6 km². This study is focused to discuss potential hydrocarbons in X fields. In this study, the discussion will be focused on the Air Benakat Formation. The method used is based on the interpretation of seismic and well. Based on the results of the analysis of the petrophysics of the FS, HA, and BS well shows average Netpay on Air Benakat Formation is 180 m, with a cut-off Volume Shale 0.4, cut-off PHIE 0.12 and cut-off Saturation Water 0.71. As for the Netpay from reservoir itself is average 12.415 m. Geological modeling based on the results obtained by petroleum leads three zones with two reservoir zones. For reservoir A, the most potentially zone is the zone of Lead-1 with a resources amount of 716.82 MMBO, Zone of Lead-2 with a resources amount of 398.89 MMBO, and zone of Lead-3 with a resources amount of 108.14 MMBO. For reservoir B, the most potentially zone is the zone of Lead-1 with a resources amount of 662.13 MMBO, Lead-2 Zone with a total resources of 368.46 MMBO, and zone of Lead-3 with a total resources of 99.89 MMBO.

Keywords: Hydrocarbon, Air Benakat Formation, Lead.

ABSTRAK

Lapangan X merupakan sebagian dari Cekungan Sumatera Selatan dengan Luas 359,6 km². Studi ini difokuskan untuk membahas potensi hidrokarbon di blok-4. Dalam studi ini, pembahasan akan difokuskan pada Formasi Air Benakat. Metode yang digunakan adalah berdasarkan interpretasi data seismik dan data sumur. Berdasarkan hasil analisis petrofisika dari Sumur FS, Sumur HA dan Sumur BS menunjukkan rata-rata *Netpay* pada Formasi Air Benakat adalah 180 m, dengan nilai *Cut-off* Vsh 0.4, *cut-off* PHIE 0.12 dan *cut-off* Sw 0.71. Sedangkan untuk *Netpay* dari reservoir sendiri adalah rata-rata 12.415 m. Berdasarkan hasil pemodelan geologi didapatkan 3 zona *lead* minyak bumi dengan 2 zona reservoir. Untuk reservoir A, zona yang paling berpotensi adalah Zona Lead-1 dengan jumlah sumber daya 716.82 MMBO, selanjutnya Zona Lead-2 dengan jumlah sumber daya 398.89 MMBO, dan Zona Lead-3 dengan jumlah sumber daya 108.14 MMBO. Untuk reservoir B zona yang paling berpotensi adalah Zona Lead-1 dengan jumlah sumber daya 662.13 MMBO, Zona Lead-2 dengan jumlah sumber daya 368.46 MMBO, dan Zona Lead-3 dengan jumlah sumber daya 99.89 MMBO.

Kata kunci: Hidrokarbon, Formasi Air Benakat, Lead.

PENDAHULUAN

Industri minyak dan gas bumi di Indonesia masih memegang peranan penting dalam menunjang program pembangunan Negara. Oleh sebab itu hingga saat ini masih diperlukan produksi minyak dan gas bumi secara terus menerus.

Dengan asumsi sumber daya yang semakin menurun, peranan eksplorasi minyak & gas bumi merupakan ujung

tombak bagi pengadaan kebutuhan sumber daya alam tersebut. Eksplorasi bukan hanya diartikan sebagai usaha penambahan lapangan minyak dan gas bumi baru atau perluasan daerah produksi melainkan juga sebagai bagian integral dari suatu usaha produksi.

Tujuan penelitian adalah: 1) Membuat peta bawah permukaan dan penyebaran reservoir; 2) Menentukan jumlah sumber daya hidrokarbon se-

cara volumetrik pada zona penelitian; 3) Menentukan daerah lead dan prospek sumur pengembangan pada zona penelitian

METODE PENELITIAN

Metoda yang sering digunakan dalam kegiatan eksplorasi adalah seismik refleksi dan data sumur yang akan memberikan gambaran bawah permukaan secara detail, diantaranya mengenai stratigrafi dan struktur geologi, serta mengetahui karakter fisik batuan pada kurva *gamma-ray*, kurva resistivitas batuan, kurva densitas batuan, dan juga kurva kandungan neutron pada batuan tersebut. Gabungan antara seismik refleksi dan data sumur dapat dijadikan sebagai acuan untuk pencarian prospek atau perangkap hidrokarbon yang baru pada suatu daerah. Penelitian dilakukan dengan cara: 1) Pengumpulan data utama berupa data sumur (*wireline log*), data *line* seismik dan data sekunder berupa literatur dan laporan sumur; 2) Analisis horison dan patahan pada seismik, analisis, petrofisik, dan menentukan zona *lead*.

Data seismik ada 24 line seismik (2D). Pada blok-4 saling berpotongan, sehingga memudahkan penulis dalam melakukan interpretasi patahan maupun interpretasi horison.

Data sumur digunakan untuk menentukan litologi, ketebalan litologi, kandungan fluida dan penentuan kontak fluida. Jumlah sumur untuk penelitian ini ada 3 sumur yaitu Sumur FS, HA dan BS.

GEOLOGI REGIONAL

Fisiografi

Pulau Sumatera terletak di sebelah baratdaya Kontinen Paparan Sunda dan merupakan jalur konvergensi antara Lempeng Hindia – Australia yang menyusup di sebelah barat Lempeng *Sundaland*/Lempeng Eurasia. Konvergensi lempeng menghasilkan subduksi

sepanjang Palung Sunda dan pergerakan lateral manganan dari sistem Sesar Sumatera. Berdasarkan posisi geografisnya, daerah penelitian termasuk Zona Fisiografi Dataran Rendah dan Berbukit yang dicirikan oleh mor-fologi perbukitan homoklin berelevasi 40 m-80 m d.p.l. dan tersebar luas di pantai timur Pulau Sumatera.

Daerah penelitian termasuk ke dalam Cekungan Sumatera Selatan. Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan belakang busur Tersier, terbentuk akibat adanya interaksi antara Paparan Sunda (sebagai bagian dari lempeng kontinen Asia) dan Lempeng Samudera Hindia. Daerah cekungan ini meliputi luas 330 km² x 510 km², terletak di bagian selatan P. Sumatera, berarah relatif barat laut-tenggara. Batas-batas cekungan ini adalah Paparan Sunda di sebelah timur, Bukit Barisan di sebelah barat, Tinggian Lampung di sebelah selatan, dan Pegunungan Tiga Puluh di sebelah utara (Koesoemadinata, dkk, 1976).

Tektonostratigrafi

Cekungan Sumatera Selatan dan Cekungan Sumatera Tengah mempunyai sejarah pembentukan yang sama dimana kedua cekungan tersebut merupakan suatu cekungan *back-arc basin*. Perkembangan dan pembentukan Cekungan Sumatera Selatan dipengaruhi oleh tiga fasa tektonik utama: 1) Fasa *Rifting* (Paleogene), dimulai dengan adanya subduksi miring Lempeng Samudera Hindia terhadap *Sunda Land* masa Pre-Tersier (Jura Akhir-Kapur Awal), dengan arah konvergensi N 30° W sebagai fasa kompresi. Gerak penunjaman miring ini membentuk sesar geser Jura Akhir dan sesar geser Kapur Awal yang diduga berkembang sebagai Sesar Geser Musi dan Sesar Geser Lematang; 2) Fasa *Sagging* (Oligosen Akhir-Miosen Akhir), diduga terbentuk karena proses penyeimbangan isostatis yang menghasilkan depresi-depresi dangkal yang selanjutnya merubah Cekungan

Sumatera Selatan menjadi bersifat "back arc". Dari Oligosen Akhir sampai Miosen, di seluruh cekungan terjadi penurunan (subsistensi) yang meluas. Penurunan ini bergabung dengan perubahan muka air laut "eustatic sea level" mengubah fasies sedimentasi dari yang bersifat darat/lacustrine menjadi laut dangkal (Formasi Upper Talang Akar/TRM, Formasi Baturaja). Selanjutnya terendapkan Formasi Gumai dan Formasi Air Benakat pada lingkungan laut yang lebih dalam;

3) Fasa Kompresi (Plio-Pleistosen): Pada akhir Miocene-Pliocene, Cekungan Sumatera Selatan mengalami peningkatan tektonik sebagai akibat tumbukan konvergensi lempeng Samudera Hindia dengan lempeng "Sunda Land". Tektonik kompresi ini mengangkat Bukit Barisan dan menjadi "sumber sedimen" baru di bagian barat cekungan.

Fasa tektonik kompresi ini sangat penting di dalam industri perminyakan dan gas bumi, karena struktur geologi yang terbentuk pada periode ini banyak menghasilkan jebakan minyak dan gas bumi yang terbentuk bukan hanya terbatas pada sedimen-sedimen berumur Miosen Tengah dan Miosen Akhir, tetapi juga memperbesar jebakan-jebakan terdahulu.

Stratigrafi Regional

Pada dasarnya stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan dikenal satu daur besar (*megacycle*) yang terdiri dari suatu transgresi dan kemudian diikuti oleh regresi. Kelompok fase transgresi disebut Kelompok Gumai yang terdiri Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, dan Formasi Gumai, sedangkan kelompok fase regresi disebut Kelompok Palembang terdiri dari Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai.

Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan dibagi menjadi tiga kelompok yaitu kelompok batuan Pra-Tersier, kelompok batuan tersier serta kelompok batuan kuartar. Batuan Pra-Tersier Cekungan Sumatera Selatan meru-

upakan dasar cekungan (Basement). Batuan ini ditemukan sebagai batuan beku, batuan metamorf dan batuan sedimen. Urutan sedimentasi Tersier di Cekungan Sumatera Selatan dibagi menjadi dua tahap pengendapan, yaitu tahap transgresi (genang laut) dan tahap regresi (surut laut). Batuan yang terbentuk di tahap transgresi disebut Kelompok Gumai, dari umur Eosen Awal hingga Miosen Tengah terdiri atas Formasi Lahat (LAF), Formasi Talang Akar (TAF), Formasi Baturaja (BRF), dan Formasi Gumai (GUF). Sedangkan yang terbentuk pada tahap regresi disebut Kelompok Palembang dari umur Miosen Tengah-Pliosen terdiri atas Formasi Air Benakat (ABF), Formasi Muara Enim (MEF), dan Formasi Kasai (KAF).

Batuan Kuartar merupakan litologi termuda yang tidak terpengaruh oleh orogenesis Plio-Pleistosen. Golongan ini diendapkan secara tidak selaras di atas formasi yang lebih tua yang terdiri dari batupasir, fragmen - fragmen konglomerat berukuran kerikil hingga bongkah, hadir batuan vulkanik andesitik-basaltik berwarna gelap. Satuan ini berumur resen.

Struktur Geologi

Struktur geologi Cekungan Sumatera Selatan tidak dapat dipisahkan dari tatanan tektonik regional Pulau Sumatera dengan unsur utama subduksi *oblique* Lempeng Indo-Australia terhadap Kontinen Sunda dengan kecepatan 6-7 cm/tahun (Gambar 1).

Cekungan Sumatera Selatan mulai terbentuk pada Pra-Tersier Akhir melalui proses ekstensi berarah barat-timur (Daly et.al., 1987 *op. cit.* Darman dan Sidi, 2000). Aktivitas pengangkatan berlangsung hingga Eosen membentuk 4 sub-cekungan dalam cekungan ini, berupa konfigurasi *halfgraben*, *horst*, dan *fault block*

Pola struktur yang terdapat di Cekungan Sumatera Selatan merupakan hasil dari 3 orogenesis utama (De Coster, 1974). Orogenesa per-

tama terjadi pada Mesozoikum Tengah, mengakibatkan batuan berumur Paleozoikum dan Mesozoikum Awal mengalami pelipatan, pensesaran, metamorfisme, dan penerobosan oleh tubuh tubuh granit. Orogenesa pertama ini menghasilkan pola struktur ber-arah baratlaut-tenggara, sejajar dengan batas penyebaran batuan Pra-Tersier.

Orogenesa kedua terjadi pada Kapur Akhir-Eosen, menghasilkan pola struktur berarah utara-selatan yang berkaitan dengan *transform fault*. Pola struktur yang dihasilkan oleh orogenesis pertama dan kedua ini memben-tuk konfigurasi batuan dasar yang berupa *half graben*, *horst*, dan *fault block* (De Coster,1974; Pulunggono et.al., 1992 *op.cit.* Darman & Sidi,2000). Orogenesa ketiga terjadi pada Plio-Plistosen, menghasilkan pola struktur berarah baratlaut-tenggara dan depresi ke arah timur laut (De Coster,1974). Pola struktur Plio-Pleistosen ini dibentuk oleh:

- *Semangko Wrench Fault*
- Pelipatan-pelipatan dengan arah baratlaut-tenggara
- Patahan yang berasosiasi dengan pelipatan dan juga peremajaan sesar-sesar Pra-Tersier.

Shell (1978,*op. cit.* Zuhri,1990) mengelompokkan lipatan-lipatan sebagai akibat orogenesis Plio-Plistosen di Cekungan Sumatera Selatan menja-di 3 buah anticlinorium, yaitu Anti-klitorium Muara Enim, Antiklinorium Pendopo, dan Antiklinorium Palembang (Gambar 2).

HASIL PENELITIAN

Analisis Geologi

Korelasi antar sumur dilakukan berdasarkan batas atas dan batas bawah dari formasi (litostarigrafi) . Dari korelasi ini dapat dilihat distribusi secara umum dari Formasi Air Benakat pada blok studi. Marker dimulai dari batuan dasar (*Basement*), Formasi

Lemat, Formasi Talang Akar, Formasi Pendopo, Formasi Baturaja, Formasi Gumai dan Formasi Air Benakat.

Penampang sumur dibuat dari timurlaut-baratdaya (Gambar 3) melalui sumur FS, Sumur HA dan Sumur BS. Penampang mewakili struktur (diratakan pada top di setiap sumur) dan stratigrafi (diratakan pada Formasi Air Benakat). Penampang ini menunjukkan bahwa Formasi Air Benakat (formasi pada studi ini) menebal dan menipis kembali ke arah baratdaya, dengan dalaman cekungan berada disekitar sumur HA.

Analisis Petrofisika

Zonasi berdasarkan pembacaan dari log *gamma-ray*, log *resistivitas* (*Induction Log Deep*), dan kombinasi antara log *neutron* (NPHI) dan densitas (*RHOB*). Nilai *gamma-ray* rendah mengidentifikasikan bahwa formasi tersebut adalah *sand*, sedangkan nilai *gamma ray* tinggi mengidentifikasikan *shale*. Pada pembacaan log resistivitas, nilai resistivitas akan mengidentifikasi konten atau jenis fluida yang terkandung di dalam suatu formasi. Resistivitas minyak dan gas yang lebih tinggi daripada air akan membuat kurva *ILD* mendefleksikan ke kanan. Pembacaan dua kombinasi log, yaitu log neutron dan log densitas berdasarkan adanya kurva yang berhimpit dan *cross-over*.

Analisis Kandungan Serpilh (*Vsh*)

Dari hasil zonasi berdasarkan log *gamma-ray*, log resistivitas (*Induction Log Deep*), dan kombinasi antara log neutron (NPHI) dan densitas (RHOB) didapatkan nilai kandungan lempung untuk tiap-tiap titik pengukuran. Dari ketiga perhitungan kandungan lempung ini diambil nilai kandungan lempung terendah untuk digunakan dalam perhitungan dan kejenuhan air. Perhitungan kandungan serpilh ini menggunakan log *gamma ray* yang telah dikoreksi. Untuk nilai *clean sand* penulis mengambil nilai 5% dari nilai penyebaran log *gamma ray* dan untuk

nilai shale penulis mengambil nilai 95% dari nilai penyebaran log *gamma ray*. Metoda yang digunakan untuk menghitung kandungan serpih adalah metoda linier karena metoda ini sangat umum digunakan dalam perhitungan kandungan serpih (Vsh). Nilai kandungan serpih memiliki rentang 0-1. Jika kandungan serpih mendekati 0 maka menandakan bahwa batuan tersebut memiliki kandungan shale yang sedikit (*clean sand*) sedangkan jika kandungan serpih mendekati 1 maka menandakan bahwa batuan tersebut memiliki kandungan serpih yang tinggi (*clean shale*).

Analisis Estimasi Porositas

Penentuan porositas bertujuan untuk mengetahui porositas sebenarnya dari formasi batuan dengan menggunakan model porositas densitas-neutron dengan metode Bateman-Konen. Ada dua nilai porositas yang didapat pada analisa petrofisika, yaitu porositas total (PHIT) dan porositas efektif (PHIE). Porositas total merupakan pembacaan log porositas atas respon terhadap ruang kosong diantara batuan yang berisi sejumlah air, air bebas pada formasi dan hidrokarbon. Sedangkan porositas efektif merupakan pembacaan log porositas atas respon terhadap ruang kosong diantara batuan yang berisi air – bebas pada formasi, dan hidrokarbon (Gambar 4)

Pada saat penentuan porositas, penulis menggunakan parameter seperti densitas matriks, densitas *fluida*, densitas *wet shale* kemudian menentukan porositas total *shale*.

Analisis Nilai Resistivitas Air Formasi

Nilai R_w dan R_{mf} untuk perhitungan saturasi air, dan evaluasi rembesan kualitatif. Nilai R_w dan R_{mf} berdasarkan pembacaan nilai R_t dan R_{xo} . Namun, pada pengolahan data ini nilai R_w dan R_{mf} dihitung berdasarkan *pickett-plot* antara log neutron, log resistivitas dan log *gamma ray*. Nilai $a = 0.8$, $m = 2$ dan $n = 2$ berdasarkan

standar *Simandoux* pada formasi *shaly-sand*.

Analisa Estimasi Saturasi Air (S_w)

Untuk menentukan persamaan saturasi air (S_w), penulis terlebih dahulu melihat resistivitas air (R_w) pada daerah studi terlebih dahulu untuk menentukan metode apa yang akan digunakan untuk penentuan nilai saturasi air tersebut. Pada kasus ini persamaan saturasi air yang digunakan adalah persamaan model saturasi Indonesia. Dimana formasi didominasi oleh *shaly sand*. Data saturasi air dihitung dengan memasukkan nilai a , m , n , R_w , dan temperature permukaan.

Perhitungan Nilai Pancung (*Cut Off*)

Setelah semua nilai parameter petrofisika (porositas, kandungan serpih (Vsh) dan saturasi air (S_w)) didapat, langkah selanjutnya adalah menentukan zona reservoir dan zona produktif yang dilakukan secara manual. Untuk menentukan zona-zona ini maka diperlukan batas-batas berupa batas litologi dan batas fluida. Batas litologi merupakan suatu batas yang membedakan antara lapisan batuan yang berpotensi menjadi reservoir atau tidak. Pada studi ini, batas litologi ditetapkan berdasarkan kandungan serpih (vsh), dan porositas yang ada, sedangkan batas fluida merupakan suatu batas yang membedakan suatu lapisan produktif atau tidak. Pada studi ini diasumsikan bahwa lapisan yang produktif memiliki nilai saturasi air dibawah 71%.

Harga batasan reservoir membedakan interval produktif dengan non-produktif. Berdasarkan *crossplot* porositas dan kandungan serpih (Vsh) didapat nilai pancung porositas minimum 12% dan kandungan serpih (Vsh) 40%.

Dengan menerapkan nilai pancung porositas, kandungan serpih (Vsh), dan saturasi air. Zona *net reservoir* akan dihasilkan dari nilai pancung kandungan serpih, dan porositas. Sedangkan zona *net reservoir* ditambah-

kan nilai pancung saturasi air akan menghasilkan zona *net pay*.

Interpretasi Seismik

Dari hasil *picking* horisan dan patahan dapat dibuat peta struktur waktu yang mana peta ini menggambarkan keadaan dari struktur top reservoir yang merupakan hasil interpretasi sebelumnya merupakan tampilan dari top reservoir yang mana terlihat adanya antiklin dan sinklin di beberapa bagian, bagian yang berwarna hijau, kuning dan biru merupakan antiklin yang berada pada masa Miosen Tengah merupakan potensi *reservoir* berupa batupasir.

Setelah merubah seismik dari domain waktu ke domain kedalaman barulah dapat membuat peta struktur kedalaman. Dibawah ini merupakan tampilan tiga dimensi dari peta struktur kedalaman, terlihat adanya antiklin dari arah tenggara ke arah timurlaut dan dari utara ke selatan. Terlihat adanya dua antiklin yang saling berhubungan, yang mana untuk antiklin yang berarah utara ke selatan salah satu antiklinnya terdapat adanya patahan mayor yang membelah antiklin menjadi 2 bagian, masing masing bagian merupakan *lead* dari reservoir, sementara antiklin yang berarah tenggara ke timurlaut terlihat *closure* yang tidak tertutup sehingga tidak dapat dikategorikan sebagai zona *lead reservoir*.

Interpretasi Model Patahan

Diinterpretasi patahan terjadi pada Plio-Plistosen, yang menghasilkan pola struktur berarah baratlaut – tenggara dan depresi ke arah timur laut. Berdasarkan data seismik yang didapatkan bahwa di bagian selatan selatan, terdapat empat sesar yang berarah tenggara-barat laut dengan arah pergerakan relatif sesar naik, di bagian timur laut dan barat terdapat tujuh sesar yang berarah baratdaya-timur laut dengan arah pergerakan sesar normal. Hal ini

terjadi akibat dari adanya aktivitas dari *Semangko Wrench Fault*. Hal ini dapat dijelaskan dengan menggunakan konsep Riedel *Shear*. Pada saat *semangko wrench fault* terjadi akan terbentuk sesar naik, sesar normal maupun sesar mendatar. Arah dari sesar *semangko wrench fault* yaitu baratlaut-tenggara. Jika sesar utama berarah baratlaut tenggara maka akan terbentuk sesar naik yang relatif berarah baratlaut-tenggara dan sesar normal yang relatif berarah baratdaya-timur laut. Maka semua sesar pada daerah studi terjadi pada periode Plio-Plistosen (Gambar 5).

Penentuan Lead

Lead adalah indikasi atau petunjuk apapun yang menggambarkan adanya kehadiran jebakan struktural atau stratigrafi di bawah permukaan tanah yang memiliki potensi hidrokarbon. *Lead* memberikan informasi baru mengenai suatu potensi hidrokarbon yang diduga prospek pada suatu lapangan. Pada *lead*, lokasi ditentukan berdasarkan peta kontur kedalaman atau data seismik yang diperoleh di lapangan ketika menentukan prospek, yakni melihat elemen-elemen struktural pada kontur (Gambar 6).

Lead 1

Pada *lead* ini terdapat antiklin (*closure*) yang disebabkan oleh adanya sesar naik dan struktur ini dianggap sebagai jebakan (trap). Batuan reservoirnya adalah batupasir dari Formasi Air Benakat, batuan penutupnya (*seal*) diinterpretasi Formasi Muara Enim dan Formasi Air Benakat itu sendiri, jalur migrasi diinterpretasikan adalah sesar (Gambar 7)

Lead 2

Pada *lead* ini terdapat antiklin yang disebabkan oleh adanya sesar naik dan struktur ini dianggap sebagai jebakan (trap). Batuan reservoirnya adalah batupasir dari Formasi Air Benakat, batuan penutupnya (*seal*)

diinterpretasi Formasi Muara Enim dan Formasi Air Benakat itu sendiri, jalur migrasi diinterpretasikan sebagai sesar

Lead 3

Pada *lead* ini terdapat antiklin yang disebabkan oleh sesar naik, struktur ini dianggap sebagai jebakan (*trap*). Batuan resevoarnya adalah batupasir dari Formasi Air Benakat, batuan penutupnya (*seal*) diinterpretasi Formasi Muara Enim dan Air Benakat itu sendiri, jalur migrasi diinterpretasikan adalah sesar.

Perhitungan Volumetrik

Metode volumetris digunakan untuk memperkirakan besarnya sumber daya reservoir pada suatu lapangan minyak atau gas yang baru, dimana data-data yang tersedia belum lengkap. Data-data yang diperlukan untuk perhitungan perkiraan sumber daya secara volumetris, yaitu *bulk volume reservoir* (V_b) (Luas wilayah x Tebal *net*), porositas batuan (f), saturasi fluida (S_f), dan faktor volume formasi fluida. Perhitungan perkiraan sumber daya secara volumetris dapat digunakan untuk mengetahui besarnya *initial hydrocarbon in place*, *ultimate recovery*, dan *recovery factor*. Untuk jumlah sumber daya yang dapat diperoleh dipermukaan, maka terlebih dahulu perlu diketahui *arecovery factor* (RF) yaitu perbandingan antara *recoverable reserve* dengan *initial oil in place* (fraksi). Akan tetapi nilai *recovery factor* (RF) yang digunakan adalah 0,2 karena pada studi ini tidak diketahui nilai *recoverable reserve*. Nilai 0,2 digunakan karena nilai ini umum dipakai di lapangan dan tersebut belum produksi.

KESIMPULAN

Berdasarkan korelasi antara sumur dan interpretasi penampang *seismic*, Formasi Air

Benakat menebaldan mendalam pada sisi timur laut dan timur daerah penelitian. Berdasarkan hasil analisis petrofisi-kadari Sumur FS, Sumur HA dan Sumur BS, rata-rata *Netpay* pada Formasi Air Benakat adalah 180 m, dengan nilai *Cut-off Vsh* 0,4, *cut-off PHIE* 0,12 dan *cut-off Sw* 0,71. Sedangkan untuk *Net-pay* dari reservoir sendiri adalah rata-rata 12.415 m.

Hasil pemodelan geologi didapatkan 3 zona *lead* minyak bumi dengan 2 zona reservoir. Untuk *reservoir A* zona yang paling berpotensi berturut-turut: Zona Lead-1 dengan sumber daya 716.82 MMBO, Zona Lead-2 dengan jumlah sumber daya 398.89 MMBO, dan Zona Lead-3 dengan jumlah sumber daya 108.14 MMBO. Untuk *reservoir B* zona yang paling berpotensi adalah Zona Lead-1 dengan jumlah sumber daya 662.13 MMBO, Zona Lead-2, sumber daya 368.46 MMBO, dan 99.89 MMBO.

DAFTAR PUSTAKA

- Bishop, M. G., 2001, *South Sumatera Basin Province, Indonesia*, USGS Open-file report 99-50-S
- Darman, H & Sidi, F. H., 2000, *An Outline of The Geology of Indonesia*, IAGI
- De Coster, G. L., 1974, *The Geology of the Central and South Sumatra Basin*, Proceedings 3rd Annual Convention IPA, Juni 1974, Jakarta.
- Geological Society Memoir No.31, 2005, *Sumatera : Geology, Resources and Tectonic Evolution*, The Geological Society, London.
- Koesoemadinata, R. P., 1976, *Tertiary Coal Basins of Indonesia*, Prepare for 10th Annual of CCOP, Geological Survey of Indonesia.
- Rossa, Yunita., 1993, Laporan Tugas Akhir : Aplikasi Penggunaan Peta Bidang Patan Terhadap Daerah Prospek Pasemah Sumatera Selatan, Jurusan Geologi, Universitas Padjadjaran, Tidak diterbitkan

Van Bemmelen, R,W., 1949, *The Geology of Indonesia*, MartinusNijhoff, The Hague, Netherlands.

Vivi, S. A., 2010, *Tugas Akhir :Perhitungan Cadangan Hidrokarbon dan Prospek Sumur Pengembangan Pada Reservoar Lapangan Lucky-Chucky Cekungan Sumatera Tengah*, Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Tidak Diterbitkan.

Zuhri, I., 1990, *Struktur Geologi dan Penyebaran End*

n Batubara For-masi Muara Enim Daerah Klawas- Tanjung Enim, Kabupaten Muara Enim, Sumatera Selatan, Thesis, Departemen Teknik Geologi ITB.

a
p
a

1.

No.	WELL	FS	HA	BS
1	CALIPER LOG	CALI	CALI	CALI
2	DENSITY CORECTION LOG	DRHO	DRHO	DRHO
3	SONIC LOG	DT	-	DT
4	GAMMA RAY LOG	GR	SGR	GR
5	DEEP RESISTIVITY LOG	ILD/LLD	LLD	HLLD
6	SHALLOW RESISTIVITY LOG	ILM/LLS	LLS	HLLS
7	SPHERICAL RESISTIVITY LOG	SFLU/MSFL	MSFL	-
8	NEUTRON LOG	NPHI	NPHI	NPHI
9	PHOTOELECTRIC FACTOR LOG	PEF	PEF	PEF
10	DENSITY LOG	RHOB	RHOB	RHOB
11	SPONTANEOUS POTENTIAL LOG	SP	SP	SP

Tabel

Ketersediaan data *wireline log*

Tabel 2. Lumping pada Formasi Air Benakat

LUMPING PETROFISIK SUMUR FS			
NAMA FORMASI	PARAMETER	CUT OFF	TOTAL
	NET PAY		75.13 m
	VSH	0.4	
FORMASI AIR BENAKAT	PHIE	0.12	
	SW	0.71	
	NTG		0.2

LUMPING PETROFISIK SUMUR HA			
NAMA FORMASI	PARAMETER	CUT OFF	TOTAL
	NET PAY		290.47
	VSH	0.4	
FORMASI AIR BENAKAT	PHIE	0.12	
	SW	0.71	
	NTG		0.319

LUMPING PETROFISIK SUMUR BS			
NAMA FORMASI	PARAMETER	CUT OFF	TOTAL
	NET PAY		0
	VSH	0.4	
FORMASI AIR BENAKAT	PHIE	0.12	
	SW	0.71	
	NTG		0

Tabel 3. Lumping pada Zona Reservoar

LUMPING PETROFISIK SUMUR HA			
NAMA FORMASI	PARAMETER	CUT OFF	TOTAL
	NET PAY		11.29
	VSH	0.4	
RESERVOAR A	PHIE	0.12	
	SW	0.71	
	NTG		1

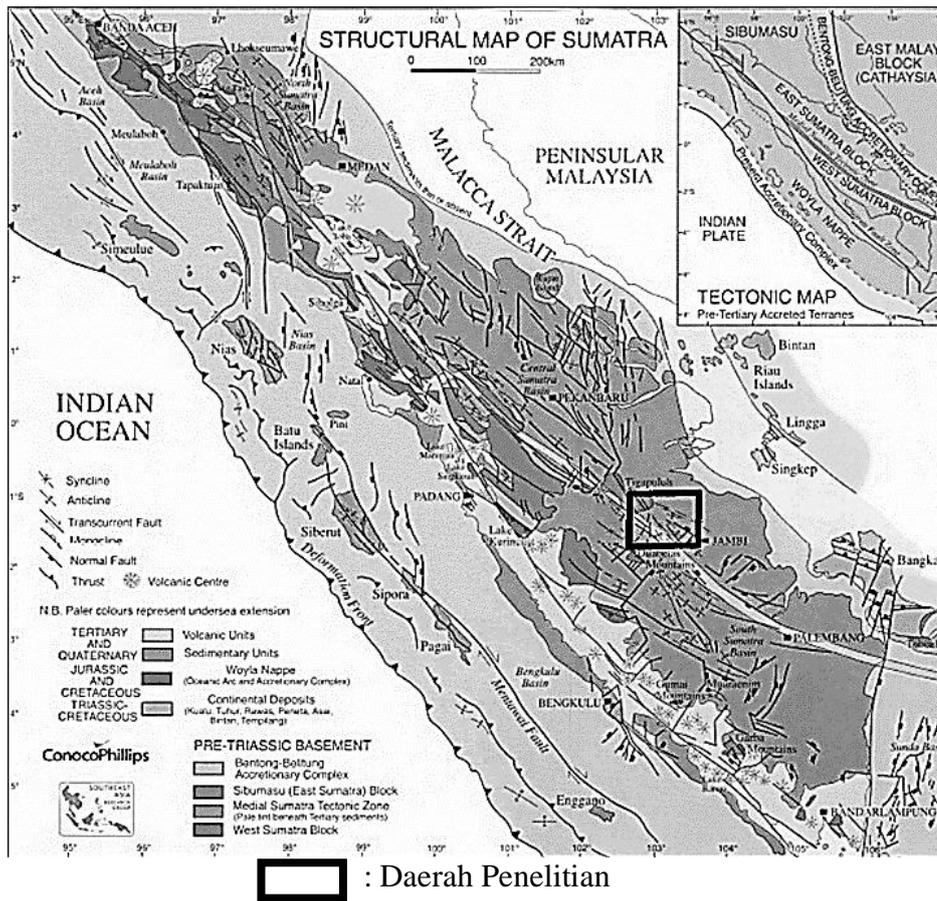
LUMPING PETROFISIK SUMUR HA			
NAMA FORMASI	PARAMETER	CUT OFF	TOTAL
	NET PAY		13.54
	VSH	0.4	
RESERVOAR B	PHIE	0.12	
	SW	0.71	
	NTG		1

Tabel 4 Nilai yang digunakan dalam perhitungan volumetrik

RESERVOAR A							
NO.	LEAD	AREA (acre)	NET THICK (feet)	NTG	PHIE	SW	BOI
1	LEAD 1	14926.4	37.04	1	0.277	0.276	1.2
2	LEAD 2	8306.12	37.04	1	0.277	0.276	1.2
3	LEAD 3	2251.78	37.04	1	0.277	0.276	1.2
RESERVOAR B							
NO.	LEAD	AREA (acre)	NET THICK (feet)	NTG	PHIE	SW	BOI
1	LEAD 1	14926.4	44.42	1	0.285	0.458	1.2
2	LEAD 2	8306.12	44.42	1	0.285	0.458	1.2
3	LEAD 3	2251.78	44.42	1	0.285	0.458	1.2

Tabel 5. Hasil Perhitungan Volumetrik

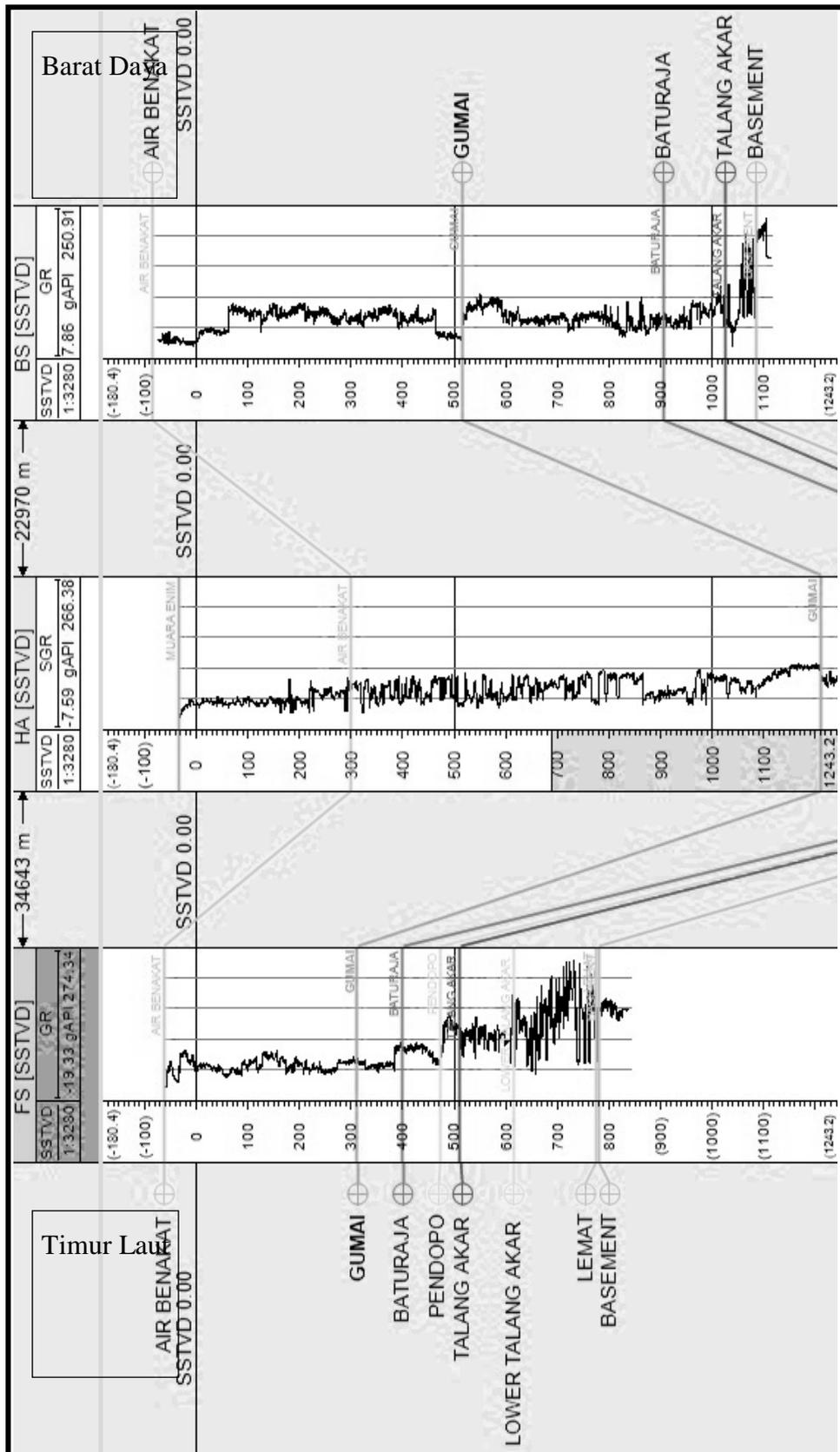
RESERVOAR A	RESERVOAR B
OOIP MMBO	OOIP MMBO
716.8246284	662.1346352
398.8926588	368.4592223
108.1393612	99.88889007
1223.856648	1130.482748



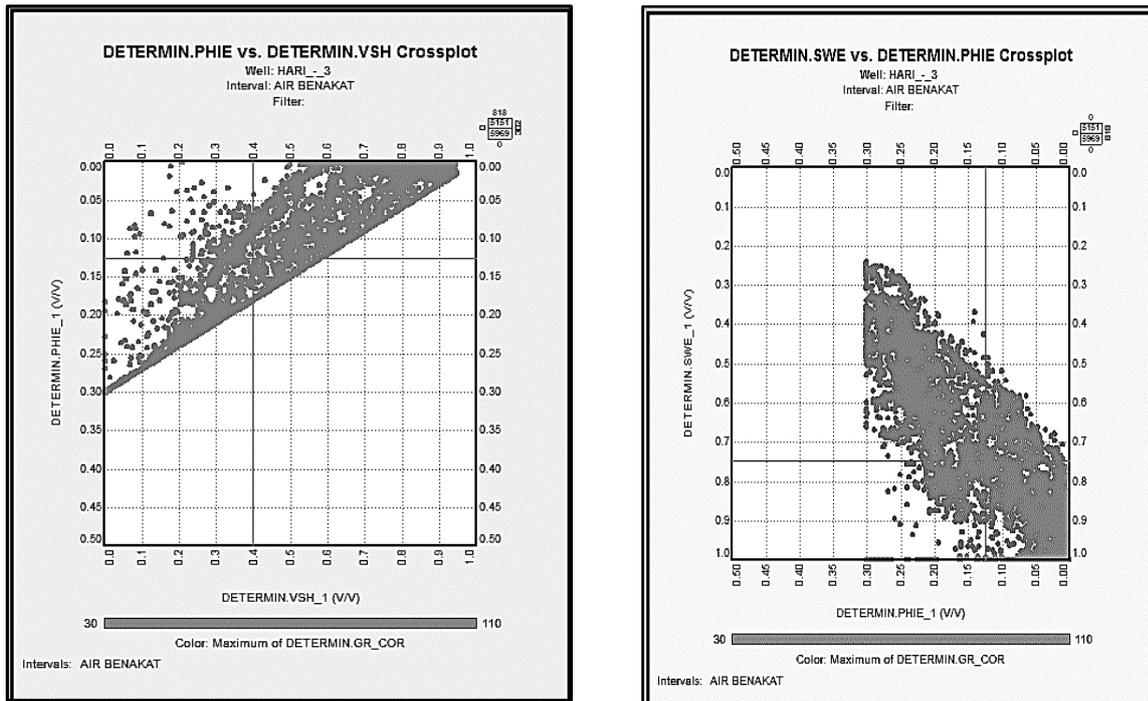
Gambar 1. Struktur Regional Cekungan Sumatera Selatan (Geological Society Memoirs No.31)

SOUTH SUMATRA BASIN, DEVELOPMENT OF STRATIGRAPHIC TERMINOLOGY						
APPROXIMATE AGE	MUSPER 1937	MARKS 1956	SPRUYT 1956	DE COSTER 1974 (STANVAC)	GAFOER et al. 1986 (GRDC)	
QUATERNARY	PLEISTOCENE					
	HOLOCENE	Upper Palembang Beds	Upper Palembang Mb	Kassi Tuff Formation	Upper Palembang	Kassi Formation
NEOGENE	LATE	Middle Palembang Beds	Dhu Mb	Muara Erim Coal Fm	Middle Palembang	Muara Erim Formation
	MIDDLE	Lower Palembang Beds	Brown Mb	Air Beakat Sand and Clay Formation	Lower Palembang	Air Beakat Formation
	EARLY	Telisa Beds	Upper Telisa Mb	Gumai Shale Formation	Telisa Formation	Gumai Formation
TERTIARY		Batu Raja Limestone	Middle Telisa Mb	Batu Raja Limestone Fm	Telisa Limestone	Batu Raja Formation
		Wood Horizon	Lower Telisa Mb	Transition Mb	Talangakar Formation	Talangakar Formation
				Gritsard Mb		
				Thangakar Formation		
PALEOGENE	OLIGOCENE	Upper Kikim Tufts		Labat Tuff-breccia Formation	Benakat Mb	Lemat Formation
	EARLY	Quartz Sandstone Complex	Lahut Formation		"Granite Wash"	Lahat Formation
Eocene		Lower Kikim Tufts				
					Kikim Tufts	Kikim Tufts

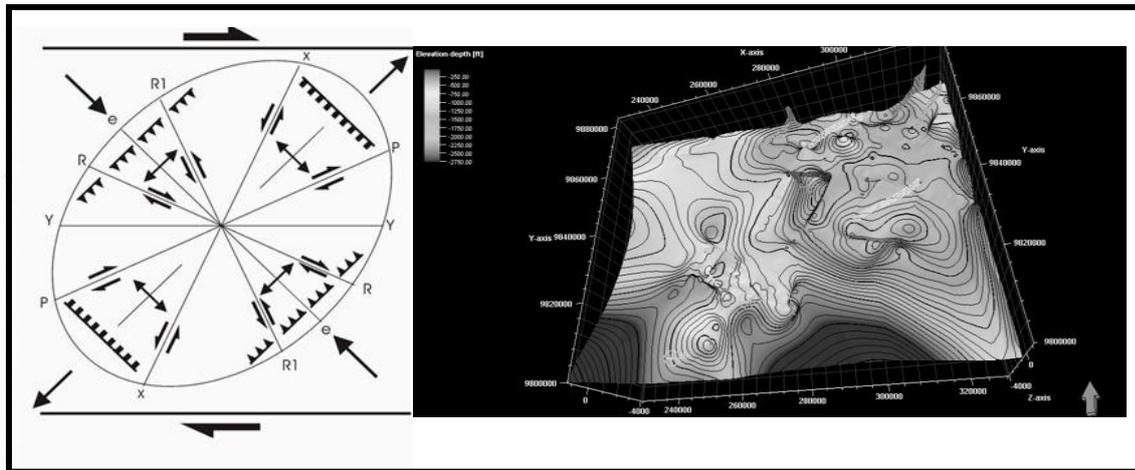
Gambar 2. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (Geological Society Memoirs No.31)



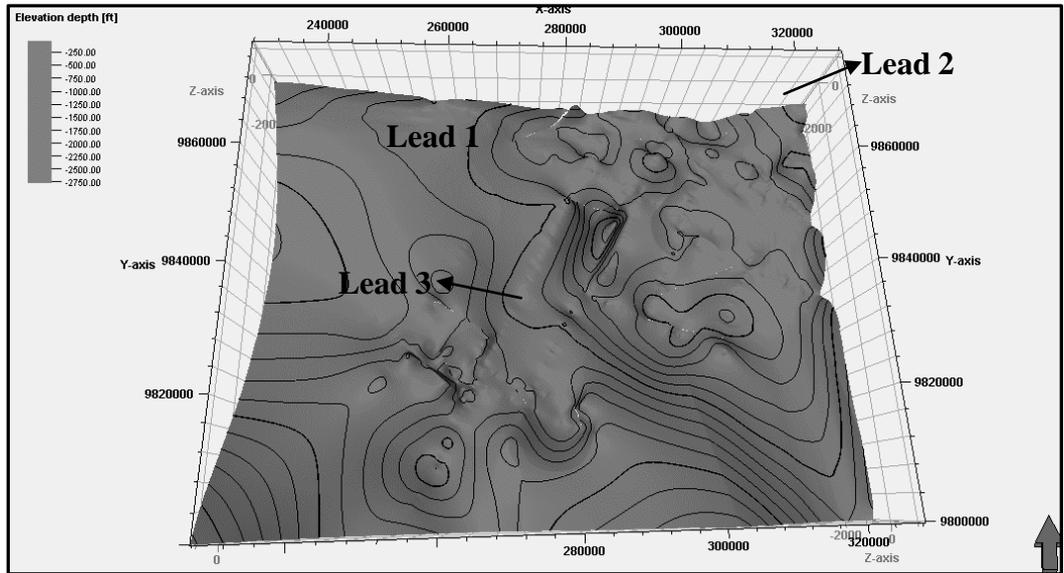
Gambar 3. Korrelasi sumur Timurlaut-barat daya (diratakan mulai



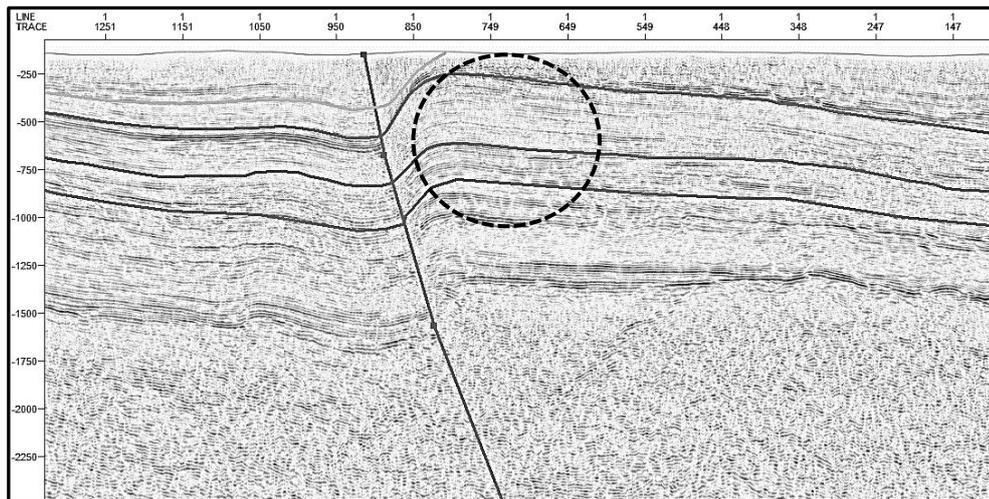
Gambar4. Contohanalisiscut offpadasumur HA



Gambar5. Interpretasisesarmenggunakan konsep Riedel Shear (Sebelahkiri)



Gambar 6. Tampilan 3D lead



Gambar 16. Contoh lintasan seismik lead 1