

POTENSI HIDROKARBON FORMASI AIR BENAKAT, LAPANGAN 'CA', CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Adycipta Anis Prawoto¹⁾, Yusi Firmansyah²⁾, Nurdrajat²⁾, Edy Sunardi³⁾

¹Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran,

²Lab. Stratigrafi Universitas Padjadjaran,

³Lab. Sedimentologi dan Geologi Kuarter Universitas Padjadjaran

ABSTRACT

Field 'CA' located in the South Sumatra Basin with an area of 6433 Km². This study aimed to evaluate the hydrocarbon potential of Air Benakat Formation. Based on the results of the petrophysical analysis from well HA, BA, PA, RI and SE show the results are : Vsh cut off 0.34, Phie cut off 0.136 and SW cut off 0.59. Determination of reservoir netpay performed on HA well, that have thick of netpay 14.638 meters. The results of picking seismic horizon are time and depth structure maps of Air Benakat Formation and Gumai Formation. The map was made for determining lead in the research area. Calculation of estimated hydrocarbon reserves in the research area shows the value of OOIP is 345 MMBO.

Keywords: Hydrocarbon, potential, Formation of Air Benakat, South Sumatra Basin

ABSTRAK

Lapangan 'CA' terletak pada Cekungan Sumatera Selatan dengan luas area sebesar 6.433 Km². Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi potensi hidrokarbon pada Formasi Air Benakat. Berdasarkan hasil analisis petrofisika pada sumur HA, BA, PA, RI dan SE menunjukkan hasil sebagai berikut : nilai *cut off* Vsh 0.34, *cut off* PHIE 0.136 dan *cut off* SW 0.59. Penentuan netpay reservoir dilakukan pada sumur HA yang memiliki tebal sebesar 14,638 meter. Hasil penarikan marker horison berdasarkan marker *top* Formasi Air Benakat dan Formasi Gumai adalah peta struktur waktu dan kedalaman yang kemudian dilakukan model patahan. Peta tersebut dibuat dengan tujuan untuk menentukan *lead* pada daerah penelitian. Dari hasil perhitungan estimasi cadangan hidrokarbon pada daerah penelitian menunjukkan jumlah OOIP sebesar 345 MMBO.

Kata kunci: Hidrokarbon, potensi, Formasi Air Benakat, Cekungan Sumatera Selatan

PENDAHULUAN

Sumberdaya energi berupa minyak dan gas bumi masih menjadi kebutuhan pokok bagi masyarakat Indonesia. Seiring meningkatnya taraf hidup masyarakat, kebutuhan sumber energipun terus bertambah. Pembangunan infrastruktur yang sedang gencar pun menjadi salah satu faktor meningkatnya permintaan sumber daya energi ini, maka dibutuhkan usaha untuk menyeimbangkan antara kebutuhan dengan ketersediaan cadangan sumber energi di Indonesia. Salah satu usaha yang dilakukan adalah eksplorasi pendahuluan pada daerah yang dianggap sebagai area prospek migas, sebagai upaya mencari cadangan yang baru.

Tahapan eksplorasi ini bertujuan untuk mengidentifikasi keberadaan maupun potensi zona hidrokarbon di bawah permukaan. Adapun metoda

yang dapat digunakan adalah seismik stratigrafi dan well logging. Tujuan dari analisis rekaman seismik dan well log ini adalah untuk mengetahui tatanan stratigrafi, keadaan struktur geologi bawah permukaan, dan juga untuk mengetahui zona prospektif lapisan batuan sebagai reservoir berdasarkan sifat fisiknya yang terekam pada kurva gamma ray, resistivitas, densitas, dan kurva neutron pada data sumur daerah penelitian. Adapun tujuan dari penelitian ini adalah:

- Menganalisis sifat petrofisik batuan berdasarkan data *wireline log* untuk mengidentifikasi lapisan reservoir
- Membuat peta struktur waktu dan kedalaman Formasi Air Benakat
- Menganalisis area *lead* untuk menghitung estimasi cadangan hidrokarbon

TINJAUAN PUSTAKA

Geologi Regional

Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu cekungan penghasil minyak dan gas bumi di Indonesia, yang hingga sekarang masih dalam tahap eksplorasi maupun sudah berproduksi. Cekungan Sumatera Selatan ini merupakan cekungan belakang busur (*Back Arc Basin*). Cekungan ini dibatasi oleh Sesar Semangko dan Bukit Barisan di sebelah baratdaya, Paparan Sunda di sebelah timur laut, Tinggian Lampung di sebelah tenggara sebagai pemisah dengan Cekungan Sunda, dan di sebelah barat laut dibatasi oleh Pegunungan Dua Belas dan Pegunungan Tiga Puluh sebagai pembatas dengan Cekungan Sumatera Tengah.

Struktur Geologi Regional

Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan belakang busur berumur Tersier yang terbentuk akibat adanya interaksi antara Paparan Sunda (sebagai bagian dari lempeng kontinen Asia) dan lempeng Samudera Hindia. Cekungan ini terbentuk pada saat sebuah seri dari graben yang berkembang sebagai respon dari sistem subduksi oblik lempeng Samudera Hindia di bawah Lempeng Benua Asia yang menghasilkan sistem divergen dengan arah menyamping ke kanan pada cekungan belakang busur. Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu dari tiga cekungan utama di Sumatera (cekungan Sumatera utara, tengah, selatan), dimana menurut klasifikasi tektonik di Indonesia termasuk cekungan belakang busur. Selama Zaman Tersier Paparan Sunda telah mengalami dua kali gerak rotasi berlawanan arah jarum jam sebesar 42° (Koesoemadinata, 1980).

Secara garis besar pola struktur geologi yang berkembang pada Cekungan Sumatera Selatan merupakan hasil dari tiga fase tektonik, yaitu :

1. Fase pertama terjadi pada umur Mesozoikum, mengakibatkan batuan mengalami perlipatan, pengangkatan, pensesaran, metamorfisme

dan penerobosan oleh tubuh granit. Menurut Pulunggono & Cameron, 1984, fase ini membentuk sesar berarah baratdaya-timurlaut.

2. Fase kedua terjadi pada umur Kapur Akhir-Eosen yang menghasilkan pola struktur yang berarah utara-selatan. Pola struktur yang dihasilkan oleh fase pertama dan kedua membentuk konfigurasi batuan dasar berupa *half graben*, *horst*, dan *fault block* (Adiwidjaja dan de Coster, 1973; de Coster, 1974; Pulunggono et al., 1992 dalam Darman dan Sidi, 2000).
3. Fase ketiga berupa, kompresi pada Plio-Plistosen yang menyebabkan pola pengendapan berubah menjadi regresi dan berperan dalam pembentukan struktur perlipatan dan sesar sehingga membentuk konfigurasi geologi seperti sekarang. Pada fase tektonik ini terjadi pengangkatan Pegunungan Bukit Barisan yang menghasilkan *Semangko Wrench Fault* yang merupakan hasil dari subduksi oblik Lempeng Indo-Australia terhadap Kontinen Sunda yang menghasilkan gerak rotasi *right lateral*. Lalu pergerakan horisontal yang terjadi mulai Plistosen Awal hingga sekarang mempengaruhi kondisi Cekungan Sumatera Selatan dan Tengah sehingga sesar yang baru terbentuk di daerah ini mempunyai perkembangan hampir sejajar dengan sesar Semangko. Akibat pergerakan horisontal ini, orogenesis yang terjadi pada Plio-Plistosen menghasilkan lipatan dan patahan yang berarah barat laut-tenggara. Jenis sesar yang terdapat pada cekungan ini adalah sesar naik, sesar mendatar dan sesar normal.

Stratigrafi Regional

Secara umum, tatanan stratigrafi pada Cekungan Sumatera Selatan terdiri atas dua fase pengendapan yaitu fase transgresi dan fase regresi (Jackson, 1961 dalam Koesoemadinata, et al., 1976). Fase transgresi ditandai oleh diendapkannya kelompok Telisa

secara tidak selaras pada batuan Pra-Tersier. Selama fase pengendapan ini, penurunan dasar cekungan lebih cepat dibandingkan proses sedimentasi yang berlangsung, sehingga terbentuk urutan fasies non marin, transisi, laut dangkal dan laut dalam (De Coster, 1974; Koesoemadinata, et. al., 1976). Fase regresi ditandai dengan pengendapan kelompok Palembang. Fase ini merupakan kebalikan dari fase transgresi, dimana pengendapan lebih cepat dibandingkan dengan penurunan dasar cekungan, sehingga terbentuk urutan seperti fasies laut dangkal, transisi, dan non marin (De Coster, 1974; Koesoemadinata et al., 1976).

Well Logging & Seismik

Well Logging adalah suatu metoda penelitian dengan pekerjaan mencatat atau merekam data di bawah permukaan dengan menggunakan peralatan elektronik secara berkesinambungan dan teratur, selaras dengan pergerakan alat yang dipakai, sehingga diagram yang dihasilkan akan merupakan gambaran hubungan antara kedalaman dengan karakter atau sifat-sifat formasi batuan (Harsono, 1997). Setiap log yang berbeda memiliki jangkauan perekaman data yang berbeda-beda, maka dibutuhkan koreksi lagi setelah dilakukan pengukuran. Parameter petrofisik batuan yaitu porositas, permeabilitas, *resistivity*, Volume *shale* dan saturasi air, didapat dengan melakukan analisis petrofisika.

Perkembangan dunia teknologi telah membantu para ahli geologi untuk mengetahui pola pengendapan pada suatu daerah berdasarkan rekaman gelombang akustik yang merambat pada batuan (*seismic*), sepanjang gelombang tersebut terekam oleh *receiver*. Metode ini sebagai salah satu acuan dalam pemodelan struktur dan stratigrafi suatu daerah sebelum dilakukan pemboran eksplorasi ataupun pekerjaan lapangan lanjut.

Salah satu sifat akustik yang khas pada batuan adalah Impedansi Akustik (IA) yang merupakan hasil dari

perkalian antara densitas (ρ) dan kecepatan (V). Impedansi akustik merupakan sifat batuan yang dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas (Φ), kandungan fluida, kedalaman, tekanan (P), dan temperatur (T). Impedansi akustik dapat digunakan sebagai indikator litologi, menentukan besarnya porositas (Φ), perkiraan keberadaan hidrokarbon, dan sebagai alat analisis kuantitatif. Atribut-atribut seismik adalah sifat-sifat dari suatu *trace* seismik kompleks, yaitu amplitudo, besaran, fase, frekuensi, dan polaritas. Istilah *instantaneous* diberikan pada fase dan frekuensi apabila harga-harga ini dikalkulasi dari setiap sampel suatu *trace seismic*.

Geologi Bawah Permukaan

Pada dasarnya dalam melakukan pemetaan geologi bawah permukaan sama dengan melakukan pemetaan geologi permukaan, namun demikian terdapat beberapa perbedaan yang agak mencolok diantara kedua metode tersebut. Pada pemetaan geologi permukaan data-data pendukung untuk membuat suatu peta berdasarkan segala sesuatu yang ada diatas permukaan yang dapat kita amati bentuk maupun karakteristiknya, kemudian dimanifestasikan pada suatu bidang permukaan. Namun beda halnya dengan pemetaan bawah permukaan, data yang didapat berdasarkan suatu bidang acuan kemudian penyebarannya secara korelatif dihubungkan dengan data acuan lainnya, dalam hal ini dapat berupa data *cutting/core*. Permasalahan yang dihadapi dalam pemetaan bawah permukaan adalah analisa kemenerusan suatu bidang lapisan batuan atau bidang lainnya seperti bidang patahan dan bidang ketidakselarasan. Oleh sebab itu, dalam membuat peta bawah permukaan harus dibantu dengan beberapa alat bantu seperti software dan data penunjangnya seperti *line seismic* dan *well log*. Secara garis besar proses pembuatan peta bawah permukaan adalah sebagai berikut :

1. *Well Corelation*: Proses korelasi antar sumur dilakukan untuk mengetahui pola stratigrafi dan struktur pada lapangan yang akan dipetakan. Korelasi sumur ini meliputi pembuatan alur sumur, well top, korelasi, *curve filling*. Hasil dari korelasi ini akan digunakan sebagai data yang akan diolah untuk pembuatan peta bawah permukaan.
2. *Fault Modeling*: Pemodelan patahan merupakan proses penyempurnaan patahan agar grid patahan tiga dimensi dapat diciptakan. Pada proses ini disempurnakan letak struktur di lapangan penelitian, serta pembuatan horizon, zona, dan lapisan.
3. *Make Horizons*: Pembuatan horizon stratigrafi merupakan langkah akhir dalam pemodelan struktur. Pekerjaan ini akan menghasilkan suatu zona penyebaran dari data yang akan dipetakan.
4. *Pillar Gridding*: Merupakan proses pembuatan kerangka kerja yang terdiri dari sebuah grid kerangka bagian atas, bagian tengah, dan bagian bawah, dan terhubung dengan titik dasar *Key Pillar*. Penambahan ketiga grid kerangka menghubungkan setiap sudut dari sel grid ke sudut koresponden. Salah satu keuntungan dari proses ini ialah grid menciptakan dasar-dasar patahan yang bukan hanya berdasarkan permukaan itu sendiri.
5. *Make Zones*: Tujuan dalam pembuatan zona dilakukan untuk memisahkan lapisan-lapisan target, yang telah di *picking* pada tahap sebelumnya.

METODE PENELITIAN

Metode penelitian mengikuti tahap-tahap: 1) Pengumpulan data sekunder dan studi literature, 2) Korelasi Sumur berdasarkan Top Formasi, 3) Analisis *Well Log*, 4) Analisis data Seismik, 5) Pembuatan peta bawah permukaan, 7) Analisis *Lead*, 8) Perhitungan estimasi cadangan hidrokarbon

HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisis Geologi

Analisis geologi dilakukan dengan melihat korelasi antar sumur. Korelasi antar sumur dilakukan berdasarkan batas-batas *top* setiap formasi (litostratigrafi) yang terdapat pada data sumur. Adapun formasi yang akan dikorelasikan pada penelitian ini adalah *Basement*, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, Formasi Gumai, Formasi Air Benakat dan Formasi Muara Enim.

Penampang sumur dibuat dari barat-laut-tenggara, dari korelasi *top* formasi menunjukkan bahwa semakin kearah barat-laut menuju tinggian begitu pula ke arah tenggara. Mengindikasikan bahwa pada bagian tengah dari lapangan penelitian merupakan daerah cekungan yang dikelilingi oleh tinggian. Tinggian tersebut antara lain Pegunungan Tigapuluh dan Tinggian Tamiang yang berada tidak jauh dari daerah penelitian (Gambar 1).

Dari korelasi sumur ini juga dapat menentukan penyebaran dan variasi ketebalan dari Formasi Air Benakat yang merupakan objek pada penelitian ini. Hasil korelasi barat-laut-tenggara menunjukkan bahwa Formasi Air Benakat diendapkan dengan ketebalan yang relatif variatif, yaitu semakin ke arah tengah daerah penelitian semakin tebal sedangkan ke arah barat-laut-tenggara menipis. Besar kemungkinan karena faktor tektonik yang bekerja sebelum diendapkannya formasi ini membuat suatu cekungan pada bagian tengah daerah penelitian, maka dari itu ketebalan Formasi Air Benakat menebal kearah tengah daerah penelitian (Gambar 2).

Analisis Petrofisik

Dalam mengevaluasi lapisan reservoir dibutuhkan analisa petrofisika seperti volume *shale*, porositas dan saturasi air. Untuk menentukan sifat-sifat petrofisika tersebut dibutuhkan data-data *wireline log* seperti *gamma ray*, densitas, porositas neutron dan

resistifitas, yang nantinya dilakukan normalisasi. Analisa petrofisika pada Blok 6 dilakukan pada 5 sumur yaitu sumur BA, HA, PA, RI dan SE.

Analisis Volume Shale (Vsh)

Volume *shale* dapat didefinisikan sebagai nilai persentase kandungan *shale* pada suatu lapisan batuan. Perhitungan Vsh dilakukan menggunakan data log *gamma ray* karena diasumsikan bahwa *shale* yang bersifat radioaktif dapat terekam pada log. Untuk menentukan nilai *gamma ray clean sand* (MA) dan *clean shale* (SH) dibutuhkan histogram distribusi data log *gamma ray*. Kemudian Nilai MA diambil pada 5% dari persebaran data log *gamma ray*, dan 95% untuk data SH.

Hasil dari perhitungan Vsh pada Formasi Air Benakat disajikan pada log Vsh yang memiliki interval antara 0-1. Jika nilai Vsh semakin mendekati 1, maka kandungannya akan semakin banyak. Grafik log Vsh di lima sumur menunjukkan bahwa Formasi Air Benakat merupakan *interbedded shale* dan pada beberapa interval ditunjukkan nilai Vsh kecil yang menunjukkan bahwa formasi ini memiliki potensi sebagai *reservoar*.

Analisis Porositas Efektif (PHIE)

Data log yang dapat digunakan untuk menentukan PHIE diantaranya adalah log Sonic, log Density dan log Neutron Porosity. Salah satu metoda yang digunakan untuk menghitung nilai porositas dengan menggunakan *cross plot* Densitas-Neutron. Dimana nantinya dibutuhkan beberapa parameter seperti densitas matriks, densitas *dry shale*, densitas fluida, densitas *shale* dan kemudian menghitung nilai porositas total *shale*. Parameter densitas matriks didapat berdasarkan nilai yang pada umumnya digunakan yaitu 2650 K/m³ karena tidak ditemukannya data RCAL/SCAL pada semua sumur. Kemudian parameter densitas *dry shale* menggunakan densitas mineral *Ilite* yaitu sebesar 2780 K/m³ dan parameter densitas fluida meng-

gunakan nilai densitas air sebesar 1000 K/m³. Parameter yang terakhir adalah nilai densitas *shale* yang didapat berdasarkan interpretasi penentuan titik pada *cross plot* Neutron-Density.

Kemudian untuk menentukan nilai PHIE dibutuhkan nilai porositas *shale* total yang dapat dihitung dengan rumus, sebagai berikut :

$$PHIT_SH = \frac{(RHO_DSH - RHO_SH)}{(RHO_DSH - RHO_FL)}$$

Keterangan :

PHIT_SH (*Shale total porosity*)

RHO_DSH (*Dry shale density*)

RHO_SH (*Shale density*)

RHO_FL (*Fluid density*)

Dari hasil perhitungan nilai porositas efektif pada sumur HA menunjukkan adanya lapisan-lapisan batu pasir yang memiliki nilai PHIE besar. Nilai PHIE juga sangat tergantung dengan nilai Vsh pada interval log yang sama. Tidak terdapatnya nilai RCAL/SCAL pada semua sumur maka perhitungan nilai porositas tidak dapat dikoreksi.

Analisis Saturasi Air (SW)

Ada beberapa metode yang dapat dilakukan untuk menganalisis saturasi air seperti metoda archie, simandoux, Indonesia dan lain sebagainya. Pada penelitian kali ini metode yang akan penulis gunakan adalah Indonesia. Dalam analisa nilai saturasi air dibutuhkan beberapa parameter, antara lain nilai resistifitas air formasi (RWS), nilai temperatur air formasi (RWT), nilai resistifitas *shale* (RTSH) dan nilai a,m,n. Nilai RWS didapat berdasarkan interpretasi pada *picket-plot* antara nilai *neutron porosity* dengan nilai *deep resistivity*. Sedangkan nilai RWT dan RTSH didapat pada *water zone* dan *shale zone* yang sebelumnya sudah ditentukan pada log secara interpretatif. Adapun nilai a,m,n yang digunakan adalah nilai pada umumnya

yaitu a 0,81; m 2; dan n 2. Kemudian hasil dari perhitungan disajikan dalam kurva log yang nantinya dapat diketahui jumlah kandungan air pada suatu lapisan batuan.

Penentuan Cut Off

Nilai cut off Vsh, Porositas dan SW ditentukan berdasarkan interpretasi penulis dengan pengamatan kasat mata pada *cross plot* antara nilai SW dengan Porositas kemudian antara Vsh dengan Porositas. Penentuan ini dilakukan karena tidak ditemukannya data nilai *cut off* hasil analisa laboratorium pada Formasi Air Benakat. Penarikan nilai *cut off* ini didasari oleh beberapa hal, yang pertama adalah standar nilai *cut off* yang dikeluarkan oleh SKK Migas, 2013 yaitu Vsh : 20 – 50%, PHIE : 10 – 16% dan SW : 55 – 70%. Kemudian yang kedua adalah mengacu dengan data DST yang terdapat di sumur SE pada interval Formasi Gumai yang mempunyai nilai sebesar, Vsh : 20%, PHIE : 15% dan SW : 55%. Hal yang terakhir didasari oleh distribusi data pada *cross plot*. Maka dengan didasari oleh hal-hal tersebut didapat nilai *cut off* sebesar, Vsh : 34.1%, PHIE : 13.6% dan SW : 59%

Net Summaries

Nilai *cut off* Vsh, porositas dan SW pada lapisan batuan reservoir ditentukan untuk penentuan nilai *net pay* pada Interval Formasi Air Benakat dan pada Lapisan Reservoir. Zona *net reservoir* di dapat dari pemotongan dengan nilai *cut off* Vsh dan porositas. Sedangkan *net pay* adalah hasil dari pemotongan dengan nilai *cut off* Vsh, porositas dan SW. Penentuan nilai *net pay* reservoir hanya dilakukan pada sumur HA karena pada sumur lain indikasi lapisan reservoir tidak ada (Tabel 3).

Interpretasi Penampang Seismik

Preconditioning data dan well tie

Pada lapangan penelitian terdapat data *line seismic* sebanyak 33 buah &

5 buah data *checkshoot*. Data seismik menunjukkan kualitas data yang buruk sampai cukup baik, hal tersebut dapat dilihat dari pola refleksi seismik. Kualitas data tersebut dapat diakibatkan karena pengambilan data yang kurang baik atau dapat juga karena keadaan struktur geologi yang kompleks pada tubuh batuan. Dari sejumlah data seismik, dibutuhkan proses *balancing* agar perpotongan-perpotongan antar seismik dapat saling menyambung satu dengan yang lainnya. Proses ini dibutuhkan karena data tersebut memiliki *vintage* yang berbeda-beda.

Kemudian proses *well tie* dengan cara memasukan data *checkshoot* dilakukan untuk mengintegrasikan antara data seismik yang memiliki satuan waktu dengan data sumur yang memiliki satuan kedalaman. Cara kerja *Checkshoot* ialah menyamakan satuan waktu dalam *second* dengan kedalaman *feet* yang tercatat pada waktu tersebut. Dengan demikian didapatkan *marker top* formasi yang telah ditentukan berdasarkan data sumur yang tercatat/muncul dalam seismik dengan benar (keadaan *time-depth* yang tepat/seragam).

Penarikan Patahan dan Marker Horison pada penampang seismik

Penarikan patahan dilakukan secara interpretatif, berdasarkan pola dari refleksi seismik yang mengindikasikan adanya pergeseran lapisan akibat sesar. Pekerjaan ini dilakukan terlebih dahulu mempermudah penarikan horison. Batas-batas dari penarikan sesar harus diperhatikan agar dapat menentukan umur sesar tersebut berdasarkan asas pemotongan. Hal lain yang perlu diperhatikan adalah menafsirkan kemenerusan patahan pada seismik lain. Diasumsikan bahwa patahan yang memotong hampir tegak lurus dengan data seismik akan memperlihatkan pola refleksi yang cenderung mirip pada seismik yang dipotongnya.

Penarikan horison dilakukan dengan menginterpretasikan kemene-

rusan pola dari *peak* dan *through* pada seismik. Penarikan patahan yang sebelumnya telah dilakukan menjadi suatu batas perpotongan dalam penarikan horison, dan kita juga harus bisa menentukan kelanjutan *marker* tersebut. Sumur yang dilewati oleh seismik menjadi dasar penarikan horison pada data seismik. Marker yang menjadi dasar penarikan horison adalah *Top Formasi Air Benakat (Biru)*, *Reservoar (Jingga)* dan *Top Formasi Gumai (merah muda)*.

Pembuatan Peta Struktur Waktu

Peta struktur waktu merupakan suatu model bidang 2D maupun 3D dari hasil penarikan patahan dan horison yang bertujuan untuk mengetahui bentuk permukaan bidang marker yang telah dibuat. Data seismik memiliki domain waktu, maka hasil dari peta tersebut juga memiliki domain waktu. Bentuk pola penyebaran marker yang dibuat dapat dilihat dari peta struktur waktu.

Pembuatan Variogram Checkshoot

Pembuatan Variogram *Checkshoot* ini bertujuan untuk melakukan konversi peta struktur waktu ke peta struktur kedalaman, dengan cara membuat kurva dari nilai data *checkshoot* yang kemudian disajikan dalam bentuk persamaan. Kemudian persamaan kurva tersebut yang nantinya dipakai untuk mengkonversi dari peta struktur yang berdomain waktu ke domain kedalaman. Dari hasil perhitungan diperoleh persamaan dengan nilai $Y = 1.38509 * X + 202.185$

Pembuatan Peta Struktur Kedalaman

Pembuatan peta kedalaman dilakukan setelah mengkonversikan peta struktur waktu menggunakan persamaan yang telah dibuat. Perbedaan antara peta struktur waktu dan kedalaman tidak terlalu signifikan. Pembuatan peta struktur kedalaman ini bertujuan untuk menghitung besarnya *bulk volume* dengan mengkalikan jarak antara titik puncak reservoir dan

titik tumpah (*spill point*) dengan luas area yang diindikasikan sebagai *lead*.

Pembuatan Model Patahan pada Peta Struktur Kedalaman

Pembuatan model patahan bertujuan untuk menyajikan bentuk permukaan yang dipengaruhi oleh bidang patahan. Hasil dari penarikan sesar yang memiliki domain waktu dikonversi kedalam bentuk domain kedalaman menggunakan persamaan yang telah dibahas sebelumnya, kemudian dari hasil peta struktur kedalaman pada *top Formasi Air Benakat* dan *top Formasi Gumai* didapatlah interval kedalaman dimana diantaranya merupakan bidang yang terpatahkan oleh sesar. Maka untuk membuat bidang sesar tersebut hanya pada interval Formasi Air Benakat hingga Formasi Gumai dilakukan *pillar gridding* yang nantinya dibuat kedalam bentuk zona. Hasil dari pemodelan patahan ini terlihat pada *offside* kontur pada peta struktur kedalaman

Analisa Geologi pada Peta Struktur Kedalaman

Dari hasil interpretasi seismik berupa penarikan patahan dan marker horison yang telah disajikan dalam peta struktur kedalaman, bahwa pada bagian tengah daerah penelitian merupakan bagian cekungan, yang terlihat dengan rona warna biru muda sampai ungu. Hal tersebut ditunjang juga dengan peta *anomaly gravity* pada daerah penelitian yang menunjukkan bahwa rona berwarna biru merupakan sebuah dalaman dan rona warna hijau-kuning merupakan tinggian dari batuan dasar (Gambar 3).

Dari hasil pemetaan bawah permukaan disimpulkan bahwa Formasi Air Benakat semakin kearah barat dan baratdaya menuju ke permukaan. Namun akibat dari struktur geologi yang berkembang sangat kuat pada bagian tengah daerah penelitian maka membuat Formasi Air Benakat tersingkap sebagai puncak-puncak dari antiklin atau sebagai hasil proses pensesaran yang sangat kuat. Pada peta *anomaly*

gravity dan peta struktur kedalaman, terlihat bahwa arah *liniament* struktur geologi yaitu baratlaut-tenggara, sesuai dengan arah sesar-sesarnya. Mengacu kepada arah dari sesar tersebut maka kemungkinan sesar-sesar tersebut hasil dari orogenesis pada fase pliosen-plistosen.

Penarikan marker reservoir pada interval Formasi Air Benakat dimaksudkan untuk mencari zona hidrokarbon yang terdapat pada formasi ini. Kendala yang dihadapi adalah dari hasil penarikan marker reservoir pada data seismik menunjukkan bahwa lapisan reservoir tersebut tersingkap ke permukaan. Oleh karena itu, penentuan perangkap hidrokarbon ditentukan dari hasil pembuatan peta struktur kedalaman yang telah dibuat model patahannya pada marker Formasi Air Benakat.

Perangkap-prangkap struktural dan antiklin dapat ditentukan dengan melihat kontur dan rona warna pada peta struktur kedalaman Formasi Air Benakat. Dari hasil peta struktur kedalaman, dapat kita lihat bahwa adanya *closure-closure* antiklin dan struktural yang cenderung menutup ke segala arah yang nantinya diasumsikan sebagai *lead*.

Analisis *Lead* dan Perhitungan Volumetrik

Seperti pada tujuan dari penelitian ini, yaitu untuk menganalisa potensi hidrokarbon pada Formasi Air Benakat, maka penentuan *lead* di fokuskan hanya pada lapisan batuan reservoir pada interval formasi ini. Dari hasil perhitungan dan analisis petrofisik dari 5 sumur yang berada pada daerah penelitian didapat porositas efektif, volume *shale* dan saturasi air pada zona interval Formasi Air Benakat yang menunjukkan nilai yang cukup baik sampai buruk. Batuan reservoir yang memiliki potensi yang baik hanya terdapat pada sumur HA. Maka pada sumur HA ditentukan lah marker zona reservoir yang kemudian secara interpretatif dilihat penyebarannya

berdasarkan hasil penarikan horison pada penampang seismik. Dari hasil peta struktur kedalaman yang telah dibuat maka didapat *lead* sebagai indikasi adanya akumulasi hidrokarbon. Penentuan *lead* tersebut didasari dengan keadaan struktur geologi dan stratigrafi yang dapat berperan sebagai *trapping* dan jalur migrasi hidrokarbon. Kemudian didasari oleh keberadaan batuan asal yang telah mengalami genesa pembentukan hidrokarbon. Data penunjang lainnya adalah dari data sumur PA yang berada pada daerah penelitian membuktikan bahwa adanya suatu *play* hidrokarbon aktif, dibuktikan dengan data *coring* dan *cutting* yang menunjukkan adanya *oil show* dan *gas show* pada Formasi Air Benakat.

Lead pada daerah penelitian setidaknya terdapat 4 buah, yaitu lead 1, lead 2, lead 3 dan lead 4. Luas zona *lead* ditentukan berdasarkan kontur puncak-puncak antiklin dan batas dari sesar yang memotong (Gambar 4).

Lead 1

Pada *lead* ini yang menjadi *trap* adalah berupa antiklin. Dimana jalur migrasi hidrokarbon melalui sesar naik kemudian terjebak pada puncak antiklin. Yang menjadi batuan penutup pada *lead* ini adalah batuan berporositas kecil yang berada diatas batuan reservoir, yaitu yang berasal dari Formasi Air Benakat itu sendiri. Luas area jebakan antiklin ini adalah sebesar 2455.77 acree.

Lead 2

Pada *lead* ini yang menjadi *trap* adalah berupa antiklin dan sesar normal. Dimana jalur migrasi hidrokarbon melalui sesar naik mayor kemudian terjebak pada puncak antiklin. Yang menjadi batuan penutup pada *lead* ini adalah batuan berporositas kecil yang berada diatas batuan reservoir, yaitu batuan yang berasal dari Formasi Air Benakat itu sendiri. Luas area jebakan antiklin ini adalah sebesar 1283.51 acree (Gambar 5).

Lead 3

Pada *lead* ini yang menjadi *trap* adalah berupa antiklin. Dimana jalur migrasi hidrokarbon melalui sesar normal kemudian terjebak pada puncak antiklin. Yang menjadi batuan penutup pada *lead* ini adalah batuan berporositas kecil yang berada diatas batuan reservoir, yaitu batuan yang berasal dari Formasi Air Benakat ataupun dari Formasi Muara Enim diatasnya. Luas area jebakan antiklin ini adalah sebesar 107.551 acree.

Lead 4

Pada *lead* ini yang menjadi *trap* adalah berupa antiklin dan dua buah sesar normal. Dimana jalur migrasi hidrokarbon melalui sesar normal kemudian terjebak pada puncak antiklin. Yang menjadi batuan penutup pada *lead* ini adalah batuan berporositas kecil yang berada diatas batuan reservoir, yaitu batuan yang berasal dari Formasi Air Benakat itu sendiri. Luas area jebakan antiklin ini adalah sebesar 3163.3 acree (Gambar 22).

Estimasi Rata-Rata Perhitungan Volumetrik

Perhitungan volumetrik ini bertujuan untuk mengestimasi besarnya cadangan hidrokarbon pada lapangan minyak yang baru, sebelum dilakukannya analisis tes atau pemboran. Adapun rumus dari perhitungan volumetrik adalah sebagai berikut :

$$OOIP = 7758 \times V_b \times \emptyset \frac{(1 - S_w)}{B_{oi}}$$

Adapun jumlah OOIP dari semua area *lead* sebesar 345 MMBO (Tabel 4).

KESIMPULAN

Dari hasil analisis stratigrafi dan struktur geologi pada Blok 6. Bahwa berdasarkan korelasi top formasi pada data sumur secara litostratigrafi, menunjukkan semakin kearah barat laut menuju tinggian begitu pula ke arah

tenggara. Mengindikasikan bahwa pada bagian tengah dari lapangan penelitian merupakan daerah cekungan yang dikelilingi oleh tinggian. Proses tektonik yang berkembang sepanjang diendapkannya tubuh formasi mempengaruhi bentuk dan variasi ketebalannya.

1. Berdasarkan hasil analisis petrofisika pada sumur HA, BA, PA, RI dan SE menunjukkan hasil sebagai berikut : nilai *cut off* Vsh 0.34, *cut off* PHIE 0.136 dan *cut off* SW 0.59. Sedangkan untuk penentuan *net pay* reservoir hanya dilakukan pada sumur HA karena pada sumur lain kurva log tidak terdapat indikasi reservoir. Adapun nilai *net pay* reservoir adalah 14,638 meter.
2. Hasil penarikan horison marker pada data seismik *top* Formasi Air Benakat dan *bottom* Formasi Air Benakat adalah peta struktur waktu dan kedalaman yang kemudian dilakukan model patahan. Peta tersebut dibuat dengan tujuan untuk menentukan *lead* pada daerah penelitian.
3. Dari hasil perhitungan estimasi cadangan hidrokarbon pada daerah penelitian menunjukkan jumlah OOIP sebesar 345 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*, Ikatan Ahli Geologi Indonesia.
- 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.

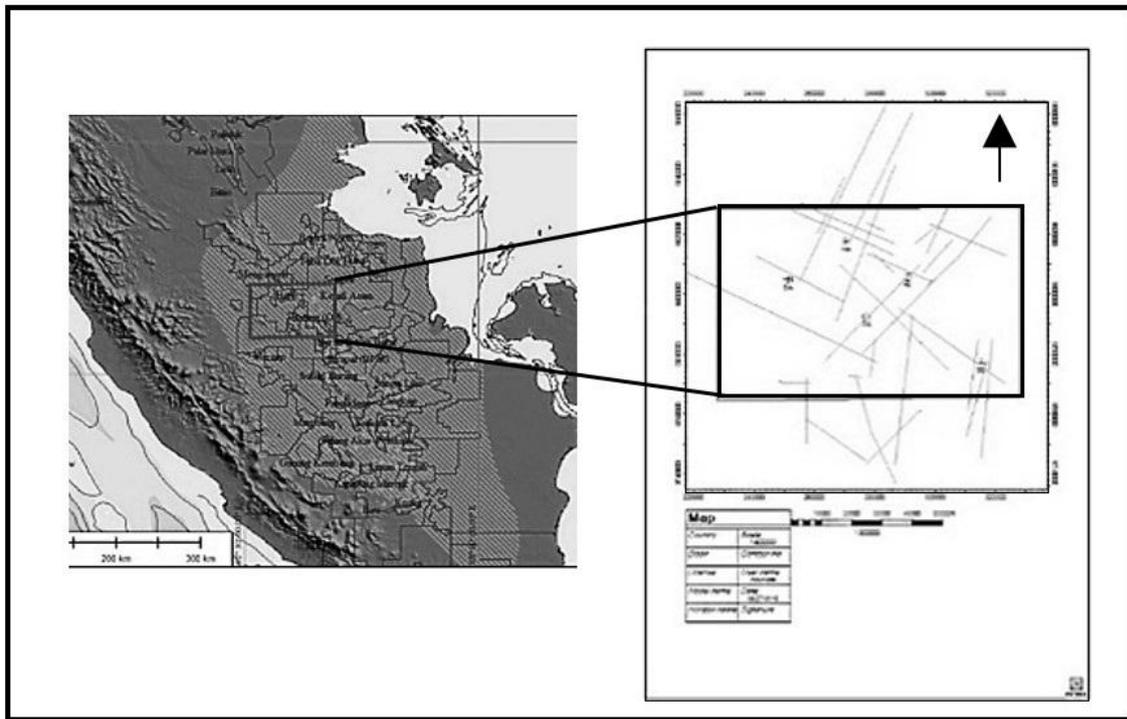
- Koesoemadinata, R. P., 1976, *Tertiary Coal Basins of Indonesia*, Prepare for 10th Annual of CCOP, Geological Survey of Indonesia.
- Van Bemmelen, R.W., 1949, *The Geology of Indonesia*, Martinus Nijhoff, The Hague, Netherlands.
- Vivi, S. A., 2010, *Laporan Tugas Akhir Perhitungan Cadangan Hidrokarbon dan Prospek Sumur Pengembangan Pada Reservoar Lapangan Lucky-Chucky Cekungan Sumatera Tengah*, Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Tidak Diterbitkan.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log, Edisi 8*. Schlumberger Oilfield Service, Jakarta.
- Koesomadinata, R. P. 1980. *Geologi Minyak dan Gas Bumi, Jilid 1 dan 2*. Institut
- Pulunggono, A. and Cameron, N.R., 1984, *Sumatran Microplates, their characteristics and their role in the evolution of Central and South Sumatera Basins*, Proceeding of the 13th Indonesian Petroleum Association Annual Convention, 121-143.

Tabel 1. Ketersediaan Data

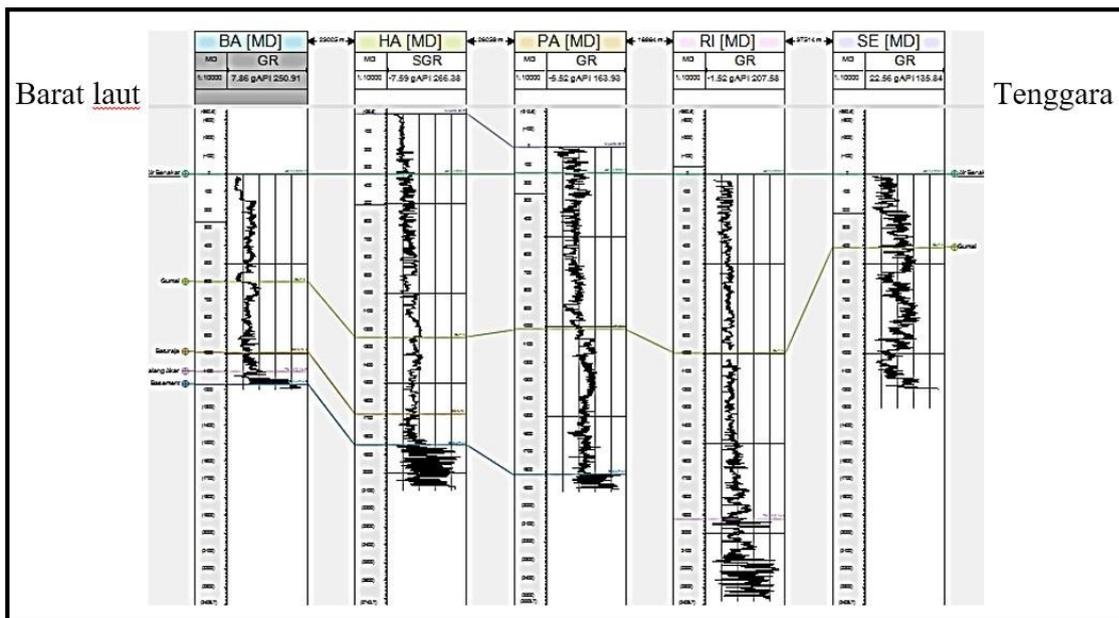
Well	Check Shot	Lithologi Log	Geochem	Top Formation	Biostrat. Pal.	Petrograph RCAL/SCAL	Side Wall Core SWC	Conventional Core	Mudlog	TD (m)
BA	O	X	X	Air Benakat	X	X	X	X	X	1201 m
HA	O	X	X	Muara Enim	X	X	X	O	X	2092 m
PA	O	O	O	Muara Enim	O	X	O	O	X	1914 m
RI	O	O	O	Air Benakat	O	X	O	X	X	2153 m
SE	O	O	X	Air Benakat	X	X	O	O	X	1302 m

Tabel 2. Data Log

Well Name Wells	BA	HA	PA	RI	SE
Caliper Log	CALI	CALI	CALI/CALI_1	CALI	CALI
Density Correction Log	DRHO	DRHO	DRHO	DRHO	DRHO
Sonic Log	DT	-	DT	DT	DT
Gamma Ray Log	GR	SGR	GR/GR_1/GR_2	GR	GR
Deep Resistivity Log	HLLD	LLD	LLD/ILD	LLD	LLD/ILD
Shallow Resistivity Log	HLLS	LLS	LLS	LLS	LLS
Spherical Resistivity Log	-	-	-	-	-
Neutron Log	NPHI	NPHI	NPHI	NPHI	NPHI
Photoelectric Factor Log	PEF	PEF	PEF	PEF	PEF
Density Log	RHOB	RHOB	RHOB	RHOB	RHOB
Spontaneous Potential Log	SP	SP	SP/SP_1/SP_2	SP	SP
Micro Resistivity	RXOZ	MSFL	MSFL/SFLU	MSFL	MSFL
Adsorption	-	-	-	-	-
Bulk Density Correction	-	-	-	-	-
Constant Mud Resistivity	-	-	-	-	-
Medium Resistivity	-	-	ILM	-	ILM



Gambar 1. Lokasi penelitian



Gambar 2. Korelasi Penampang Sumur pada Formasi Air Benakat

Tabel 3. Nilai *net pay* Formasi Air Benakat dan Lapisan Reservoar

Sumur	Interval	GROSS m	NET SAND m	SAND_TO_GROSS M/M	VSH_AV v/v	SWE_AV v/v	PHIE_AV v/v
BA	ABF	514.78	114.578	0.223	0.1	0.99	0.27
HA		884	323.85	0.36	0.16	0.49	0.24
PA		868	182.27	0.21	0.12	0.63	0.23
RI		9579	158.191	0.16	0.12	0.54	0.24
SE		365.15	116.58	0.32	0.13	0.56	0.25

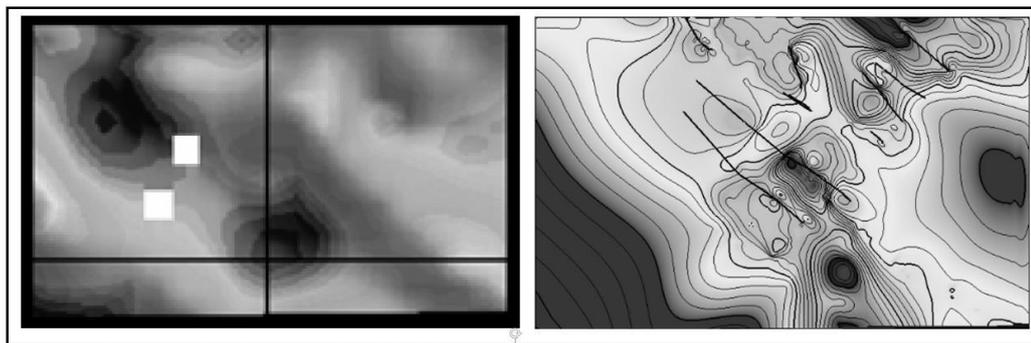
Sumur	Interval	GROSS m	NET RSERVOAR m	RESERVOAR_TO_GROSS M/M	VSH_AV v/v	SWE_AV v/v	PHIE_AV v/v
HA	ABF	514.78	57.456	0.11	0.64	0.99	0.28
BA		884	310.89	0.35	0.16	0.48	0.24
PA		868	163.06	0.18	0.11	0.62	40.68
RI		957.99	147.523	0.15	0.12	0.53	0.25
SE		365.15	96.47	0.26	0.16	0.55	0.25

Sumur	Interval	GROSS m	NET PAY m	PAY_TO_GROSS M/M	VSH_AV v/v	SWE_AV v/v	PHIE_AV v/v
BA	ABF	514.7	0	0	0	0	0
HA		884	254	0.28	0.18	0.42	0.24
PA		868.0	93.87	0.1	0.12	0.49	0.12
RI		997	126.45	0.132	0.16	0.47	0.24
SE		365.15	13.1	0.03	0.22	0.54	0.23

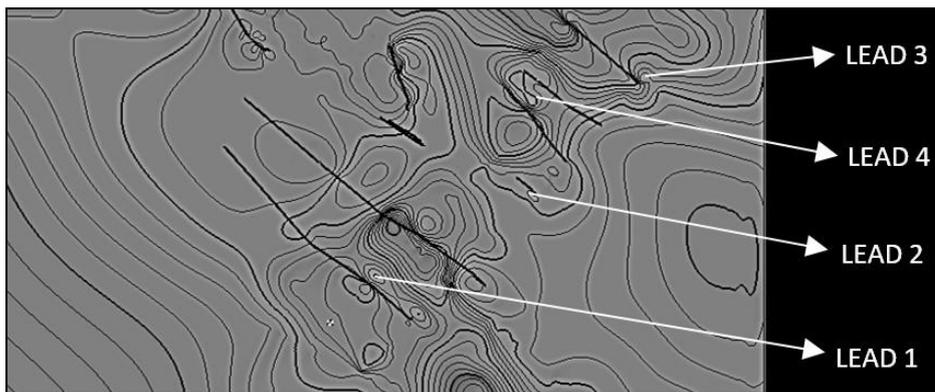
Sumur	Interval	GROSS m	NET SAND m	SAND_TO_GROSS M/M	VSH_AV v/v	SWE_AV v/v	PHIE_AV v/v
HA	RESERVOAR	14.81	14.63	0.98	0.05	0.43	0.73

Sumur	Interval	GROSS m	NET RSERVOAR m	RESERVOAR_TO_GROSS M/M	VSH_AV v/v	SWE_AV v/v	PHIE_AV v/v
HA	RESERVOAR	14.81	14.47	0.97	0.048	0.43	0.28

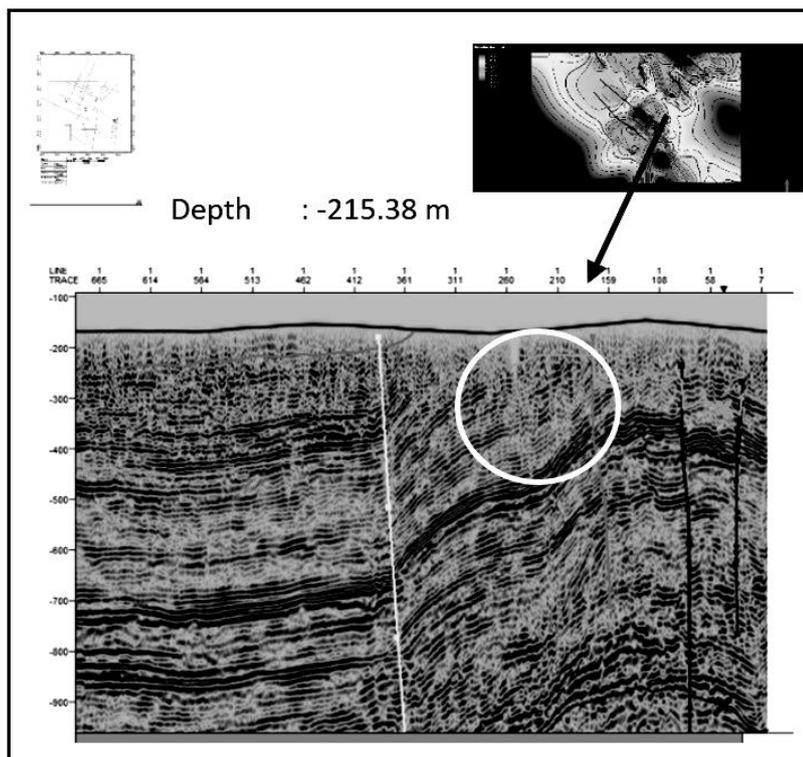
Sumur	Interval	GROSS m	NET PAY m	PAY_TO_GROSS M/M	VSH_AV v/v	SWE_AV v/v	PHIE_AV v/v
HA	RESERVOAR	14.8	14.63	0.98	0.053	0.43	0.27



Gambar 3. Perbandingan Antara Peta Anomali Gravity dengan Peta Struktur Kedalaman



Gambar 4. Penentuan *Lead* pada Peta Struktur Kedalaman Formasi Air Benakat



Gambar 5. Lead - 2

Tabel 4. Estimasi Rata-Rata Perhitungan Volumetrik

No.	Lead	Area (Acre)	Net Thick (feet)	NTG	PHIE V/V	SWE V/V	BOI	OOIP STB
1	Lead 1	2455.77	48.02	0.988	0.279	0.431	1.2	121030504.7
2	Lead 2	1283.51	48.02	0.988	0.279	0.431	1.2	63256682.46
3	Lead 3	107.551	48.02	0.988	0.279	0.431	1.2	5300558.2
4	Lead 4	3163.3	48.02	0.988	0.279	0.431	1.2	155900510
								345488255.4