

GEOLOGI DAN ESTIMASI PERHITUNGAN CADANGAN GAS LAPISAN "X", FORMASI BERAI DI LAPANGAN HR, CEKUNGAN MAKASAR SELATAN BERDASARKAN DATA LOG SUMUR DAN SEISMIK

Herry Azhar Kahfi, Jatmiko Setiawan, Pontjomojono K.
Jurusan 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 Makasar dan merupakan lapangan yang dikelola oleh *Oil Company* MPI, daerah telitian termasuk dalam Cekungan Makasar. Metode yang dilakukan dalam penelitian ini berupa pemetaan geologi bawah permukaan berdasarkan data log sumur dan seismik, terdiri atas tahap persiapan, penelitian, dan penyusunan laporan. Berdasarkan analisis dari data log, Formasi Tanjung bertindak sebagai *source rock* yang ada di daerah ini tersusun atas endapan *syn-rift* di dominasi oleh fasies kompleks dataran aluvial. Fasies kompleks kipas aluvial dapat ditemukan dengan pola yang sejajar dengan pola struktur *rift* utama dengan komposisi material sedimen yaitu *fluvio-deltaic* berupa batubara dan *lacustrine shale*/endapan danau. Penelitian berfokus pada sumur yang berada di Lapangan "HR", dengan menggunakan log *Gamma Ray*, *Spontaneous Potential*, *Resistivity*, *Neutron*, *Density* dan *Sonic*. Sumur-sumur yang digunakan adalah SS-2, SS-3, SS-4. Penelitian ini dilakukan pada Lapisan "X" yang berada di Formasi Berai sebagai reservoir. Litologi yang terdapat pada Lapisan "X" tersusun oleh batugamping *wackstone* sampai *packstone*. Dengan kedalaman antara 4222-4540 *feet* dan ketebalan 318.0 *feet*. Karbonat Lapisan "X" memiliki nilai *Porositas Net Pay* = 14,87, *Vsh Net Pay* = 2,42%, Saturasi Air *Net Pay* (*Sw*) = 26,87%, *N/G* = 0.9, *Fluid Type* = Gas. Berdasarkan hasil analisis perhitungan cadangan deterministik dengan menggunakan *Gross Rock Volume* pada Lapisan "X" didapatkan jumlah cadangan adalah sebesar 13.280 TCF.

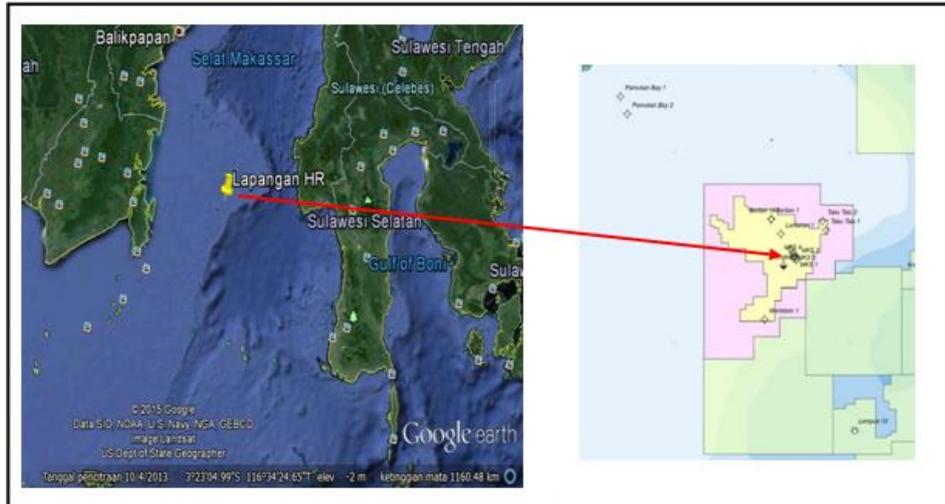
Kata-kata kunci: reservoir, cadangan, gas.

PENDAHULUAN

Lapangan "HR" terletak di Cekungan Makasar Selatan, yang merupakan cekungan hidrokarbon penghasil minyak dan gas bumi yang cukup besar di Indonesia. Cekungan Sunda Arc belakang busur, dengan luas sekitar 32.300 mil persegi. Formasi Berai adalah salah satu formasi yang terdapat pada Lapangan HR yang merupakan reservoir utama pada kelompok ini. Kebutuhan minyak dan gas semakin meningkat, sehingga diperlukan usaha-usaha untuk mencari sumber cadangan baru, dimana setelah didapatkan sumber cadangan baru maka harus tetap diteliti karakteristik reservoir, pembuatan peta bawah permukaan dan dihitung jumlah cadangannya sebelum dilakukan pengeboran, Hal ini dianggap menarik oleh penulis sehingga dilakukannya penelitian mengenai potensi cadangan gas di Lapangan HR, Makasar Selatan yang terfokus pada Formasi Berai guna mengembangkan sebuah lapangan minyak dan gas bumi pada area kerja MPI. Maksud penelitian ini adalah untuk mengetahui kondisi geologi bawah permukaan Lapangan "HR" dengan interpretasi model geologi berupa sikuen stratigrafi, paleogeografi dan struktur geologi. Objek penelitian adalah Lapisan "X" dari Formasi Berai di Lapangan HR. Penelitian ini hanya dibatasi tentang penyebaran reservoir berdasarkan data batuan inti dan data log sumur dan data seismik, sebagai pendukung. Objek penelitian adalah Lapangan "HR" yang merupakan salah satu daerah operasi MPI, terletak di lepas pantai Selat Makasar. Lokasi Lapangan eksplorasi termasuk ke dalam Cekungan Makasar Selatan di Selat Makasar. Wilayah operasi ini berjarak kurang lebih 170 km kearah timur dari Kotabaru, Ibu kota Provinsi Kalimantan Selatan (**Gambar 1**). Metode yang dilakukan dalam penelitian ini ialah metode pemetaan bawah permukaan dengan mengintegrasikan data bawah permukaan yang ada berupa data log sumur (*wireline log*), *sidewall core*, penampang seismik dan biostratigrafi. Untuk mencapai tujuan yang telah ditentukan, maka dilakukan empat tahap utama dalam penelitian ini, meliputi tahapan pendahuluan, pengumpulan data, pengolahan dan analisis data serta penyusunan laporan.

GEOLOGI REGIONAL

Cekungan Makasar Selatan terletak pada bagian selatan dari Selat Makasar yang menghubungkan Pulau Kalimantan dengan Pulau Sulawesi. Secara tektonik, cekungan ini menjadi batas bagian timur dari kraton *Sundaland* dan juga terletak pada garis imajiner yang menjadi batas fisiografi antara Kraton stabil pada Indonesia bagian barat dan kondisi tektonik yang kompleks pada Indonesia bagian timur.



Gambar 1. Lokasi daerah penelitian Lapangan“HR”.

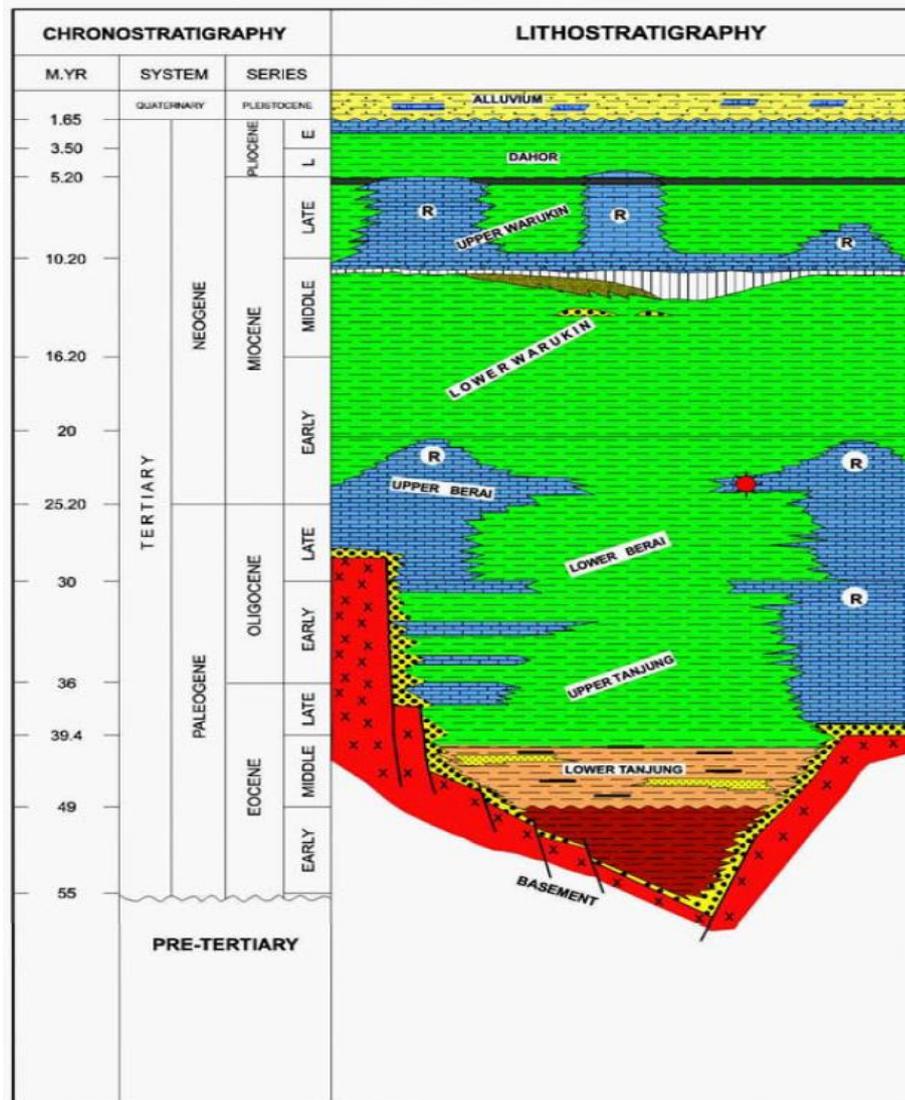
Stratigrafi Regional

Mengacu data sumur dari beberapa publikasi, formasi dan litologi pada Cekungan Makasar Selatan memiliki banyak kesamaan dengan stratigrafi regional dari Cekungan Barito. Stratigrafi dari Cekungan Barito beserta dengan tatanannya akan digunakan sebagai acuan utama dalam pembahasan yang lebih lanjut. Formasi Tanjung Bawah sebelum Kala Eosen Tengah, Kalimantan bagian selatan dan lengan Sulawesi bagian barat saling berhimpitan. Kemudian proses *rifting* yang terjadi pada Eosen Tengah memulai tahap awal dari berpisahannya kedua daerah tersebut. Pada tahap awal dari proses *rifting* ini, terendapkan Formasi Tanjung Bawah (Hidayat et al., 2012). Formasi ini tersusun atas endapan khas *syn-rift* yang di dominasi oleh fasies kompleks dataran aluvial. Selain itu, pada daerah sekitar sesar-sesar turun pembentuk graben, fasies kompleks kipas aluvial dapat ditemukan dengan pola yang sejajar dengan pola struktur *rift* utama, yaitu Sesar Taka-Tulu dengan arah TL-BD dan Sesar Adang-Paternosfer dengan arah BL-TG. Endapan *lacustrine* dan perlapisan batubara juga terdapat pada Formasi Tanjung Atas. Proses *rifting* yang terus berlangsung menyebabkan terjadinya transgresi sehingga terjadi perubahan fasies secara vertikal menuju lingkungan *shelf* pada Eosen Akhir. Formasi ini didominasi oleh perselingan dari *calcareous shale* dan batugamping yang mencirikan fasies karbonat *platform*. Secara batimetri fasies ini terendapkan pada zona neritik (Hidayat et al., 2012). Distribusi dan batas dari penyebaran *platform* karbonat ini masih terlihat sangat dipengaruhi oleh struktur-struktur *rift*, sehingga diperkirakan struktur tersebut masih aktif hingga kala Eosen Akhir. Formasi Berai pada kala Oligosen, aktifitas tektonik *rifting* mulai berhenti (Kupecz, 2013), sehingga secara tektonostratigrafi pengendapan memasuki tahap *post-rift*. Proses regresi yang masih berlangsung menyebabkan lingkungan terus mendalam hingga zona batial. Model pengendapan pada formasi ini menunjukkan perubahan fasies secara lateral dari lingkungan *platform*, *reef*, *slope*, hingga *basinal plain*. (Hidayat et al., 2012). Endapan *platform* karbonat pada *platform Paternosfer* mengalami erosi dan terendapkan kembali di zona batial pada Pangkat Graben sebagai endapan debris. Endapan debris karbonat pada formasi ini terbentuk pada masa *Chattian -Aquitainian* yang termasuk kedalam periode *second-order eustatic lowstand* dan *third-order eustatic lowstand* (Kupecz et al., 2013) dan sudah terbukti sebagai reservoir hidrokarbon yang ekonomis. Formasi Warukin Bawah terbentuk pada kala Miosen Awal, kemudian dilanjutkan dengan pembentukan Formasi Warukin Atas pada Miosen Akhir. Awal dari pembentukan Formasi Warukin Bawah bersamaan dengan mulainya fase *syn-orogenic* kompleks vulkano- plutonik di Sulawesi Barat (Coffield et al , 1993) dan bersamaan pula dengan tahap awal progradasi Delta Mahakam (Moss & Chambers, 1999 dalama Hidayat et al., 2012). Anggota dari kedua formasi ini tidak jauh berbeda dan menunjukkan banyak kesamaan dengan anggota dari Formasi Berai, dimana terdapat perubahan fasies lateral secara gradual dari *platform* menuju *slope* kemudian menjadi basinal plain. Dengan membandingkan rekonstruksi deposisional model dari Formasi Berai, Formasi Warukin Bawah, dan Formasi Warukin Atas, terlihat bahwa posisi relatif antara tiap fasies mengalami progradasi ke arah tenggara efek dari progradasi Delta Mahakam dan penurunan muka air laut relatif mengakibatkan bertambahnya suplai sedimen kedalam cekungan (Hidayat et al., 2012) (Gambar 2).

Kerangka Geologi Regional

Dalam kerangka regional geologi, di Cekungan Makasar Selatan terdapat sesar-sesar mendatar regional berarah WNW/NW-ESE/SE. Sesar mendatar yang telah dikenali dan sering termuat dalam publikasi adalah sesar mendatar Sangkulirang-Palu-Koro yang berada di sebelah utara cekungan, serta sesar mendatar Adang-Lupar di bagian tengah cekungan. Secara fisiografi, Cekungan Makasar dibatasi sebelah barat oleh daratan Kalimantan Timur dengan Delta

Mahakam, sumbu perlipatan SSW-NNE dan *Paternoster platform*, sebelah utara oleh Tinggian Mangkalihat, sebelah timur oleh daratan Sulawesi Barat dan jalur *Thrust-Fold* berarah sumbu SSW-NNE, dan sebelah selatan oleh Laut Jawa.



Gambar 2. Kolom stratigrafi Cekungan Sebuku (Pireno et. al., 2012).

Fase tektonik kompresif pada awal Neogen menjadikan Kalimantan mengalami pengangkatan yang menyebabkan pengendapan turbidit kearah timur yang mengisi laut dalam di Cekungan Makasar Selatan. Fase tektonik kompresif pada kala Pliosen mengakibatkan Sulawesi mengalami pengangkatan dan membentuk strukturasi *fold-belt* di Sulawesi Barat. Sejak Pliosen hingga Resen, Struktur *Fold Belt* Sulawesi Barat diperkirakan mempengaruhi arah dan material pengendapan sedimen ke Cekungan Makasar bagian timur.

Tatanan Tektonik

Cekungan Makasar Selatan dipisahkan dengan Cekungan Makasar Utara dengan Sesar Adang-Paternoster dan dibatasi oleh lengan selatan Sulawesi pada bagian timur, *Paternoster Platform* pada bagian barat dan *Spermonde Platform* serta Tinggian Masalima pada bagian Selatan Lokasi Cekungan Makasar Selatan Terdapat dua aktifitas lempeng tektonik besar yang mempengaruhi sejarah geologi dari cekungan ini: subduksi dari Lempeng India terhadap Lempeng Eurasia, dan subduksi Lempeng Australia dibawah Lempeng Eurasia (Metcalf, 1996; Hall, 2007 dalam Kupez et al., 2013).

Struktur Geologi Regional

Peristiwa dispersal ini dianggap memicu terjadinya fase tektonik regangan yang menimbulkan pemekaran benua sehingga Kalimantan Timur terpisah dengan Sulawesi Barat. Pemekaran membentuk Cekungan Makasar dengan banyak patahan dan graben di alas cekungan yang diikuti dengan pengisian sedimen tersier. Menurut Satyana, 2003, Pada zaman Kapur, di ujung tenggara lempeng kontinen Sundaland, yaitu di bagian barat Kalimantan, terjadi akresi dari mikrokontinen gondwana yaitu: Sumba, *Paternoster*, Pompangeo dan Mangkalihat, Meskipun tektogenesis pembukaan

cekungan Makasar disebutkan akibat dispersal dari bagian tenggara Paparan Sunda, namun rincian mekanisme pembentukan Cekungan Makasar tidak dibahas dengan jelas, apakah sebagai *rift basin* dengan penyerta sesar-sesar transform, atau karena mekanisme yang lain.

HASIL ANALISIS DAN PEMBAHASAN

Penelitian dilakukan pada Lapangan "HR", Formasi Berai, Cekungan Makasar Selatan, Daerah Selat Makasar. Dalam melakukan penelitian studi Estimasi Perhitungan Cadangan Gas pada Lapisan „X“ di Lapangan „HR“, penyusun menggunakan beberapa data sumur (data log dan data seismik). Data seismik dan sumur ini kemudian diintegrasikan, dimana data sumur merupakan *source* data untuk ketebalan Lapisan "X" dan perhitungan cadangan, sedangkan data seismik sebagai data konfigurasi bawah permukaan dan *fault*.

Karakteristik Lapisan "X"

Kajian karakteristik Lapisan "X" yang di lakukan analisa terdapat pada Formasi Berai, karena pada lapisan tersebut merupakan salah satu lapisan penghasil hidrokarbon dan didapatkan dari data sumur. Karakteristik Lapisan "X" di sumur SS-04 di dapat antara lain :

Litologi, berdasarkan interpretasi nilai *Gamma ray* pada kedalaman 4222 – 4540 *feet* didapatkan nilai log *gamma ray* kurang dari 124 API yang menandakan bahwa kurva tersebut adalah zona lapisan permeabel dan di dukung dengan data *cutting* dan *core* data tersebut di gunakan dalam penentuan litologi lapisan, kandungan litologi pada Lapisan "X" adalah batugamping, dilihat dari data *cutting* menunjukkan bahwa kandungan tersebut berupa batugamping dan dari data *core* dari 4230.1 - 4305.0 *feet* adalah batugamping *wackstone* sampai *packstone*, beberapa tempat berukuran kalkarenit, masa tanah *sparical* kalsit, kapuran, sedikit fragmen bioklastik, terdapat jejak foraminifera plankton mikro, jejak fragmen koral. Kedalaman, pada log sumur SS-04 pada Lapangan "HR", Lapisan "X" sebagai target pada Formasi Berai yaitu pada kedalaman 4222 - 4540 *feet* dengan fasies *deep water* dan lingkungan pengendapan neritik-bathyal yang didapat dari stratigrafi lokal yang didukung oleh data biostratigrafi dan *core* kemudian dilihat juga dari pola log. Lapisan "X" memiliki ketebalan 318.0 *feet* yang di dapatkan pada hasil tabulasi *net pay* setelah dilakukan analisa petrofisika pada sumur SS-04. Rata-rata untuk *Gross Thickness* = 318 *ft* , *Net Thickness* = 299.5 *ft* , *Net Pay Gas* = 272.000 *ft* , Porositas Total(%) = 13.66, *Porositas Net Pay* (ϕ) (%) = 14,87 , *Vsh Net Pay* (%) = 2,42, Saturasi Air Total (%) = 36.68, Saturasi Air *Net Pay* (*Sw*) (%) = 26,87, *N/G*= 0.9 *Fluid Type* = GAS (**Gambar 3**).

Konversi Data Waktu Menjadi Kedalaman

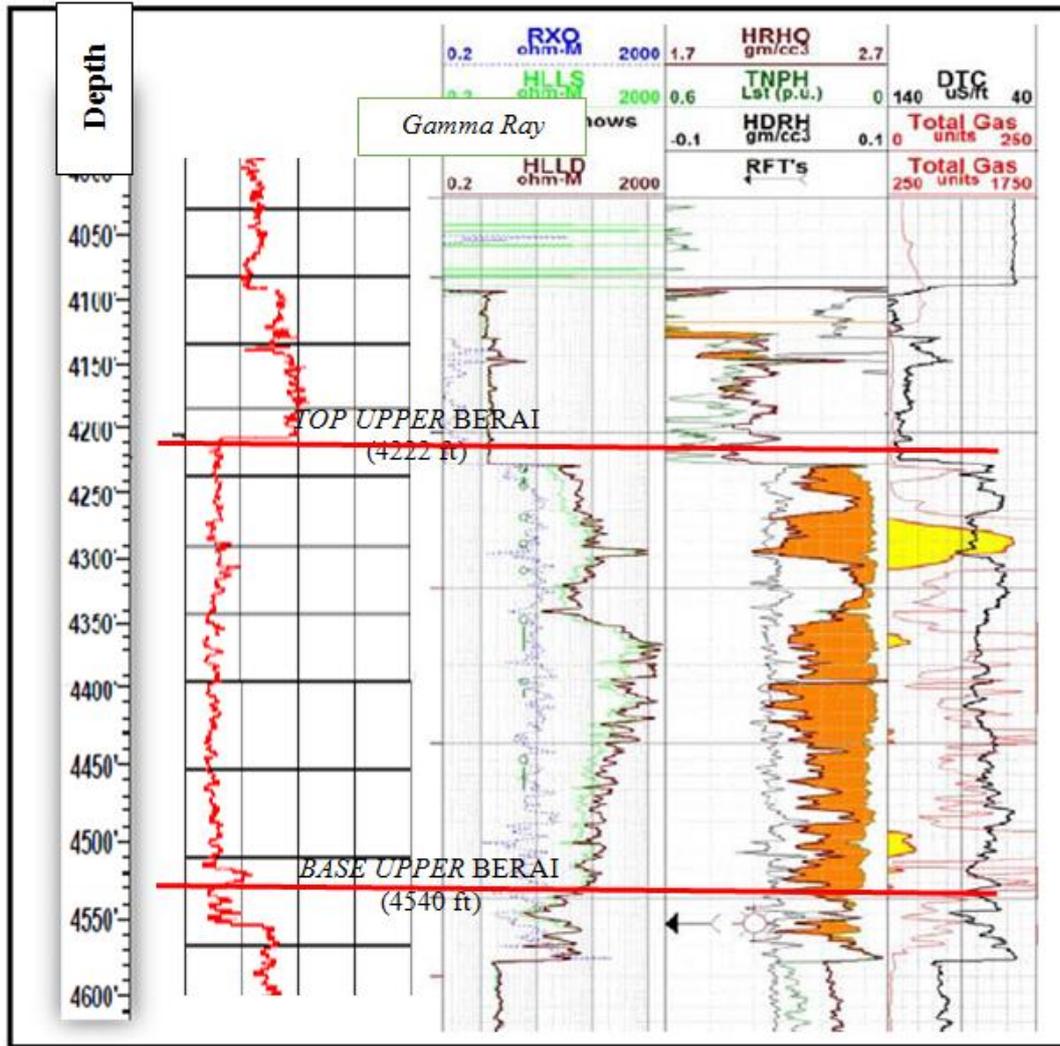
Konversi data seismik ataupun peta struktur dari domain waktu menjadi domain kedalaman merupakan hal yang sangat penting di dalam eksplorasi migas, pengambilan keputusan untuk program pengeboran di dalam domain waktu merupakan hal yang sangat membahayakan, karena sering kali interpretasi di dalam domain waktu akan menghasilkan penafsiran yang menyesatkan terutama pada zona di bawah kecepatan tinggi seperti sub-*salt* ataupun sub karbonat. **Gambar 4** menunjukkan bahwa dimana X adalah kedalaman dan Y adalah waktu, setelah data *checkshot* dimasukan lalu didapatkan rumus $y = 851,39x^2 + 2602,9x$ dan $R^2 = 0,9867$ yang kemudian di conversi kan ke dalam peta dalam bentuk waktu menggunakan perangkat lunak Kingdom.

Pemetaan Bawah Permukaan

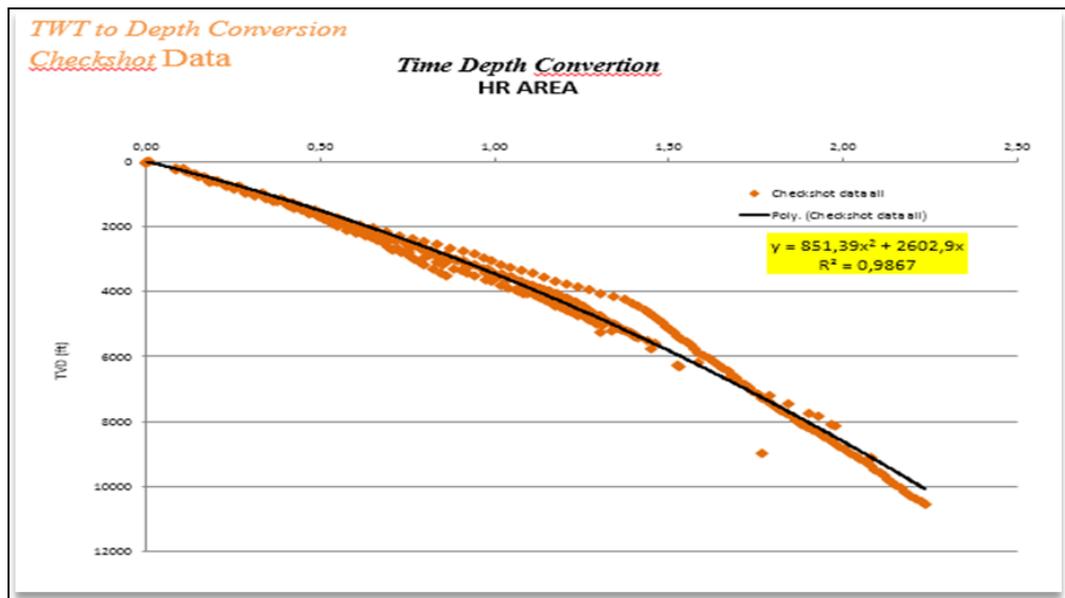
Pemetaan bawah permukaan dilakukan untuk membuat peta-peta bawah permukaan yang menggambarkan kondisi bawah permukaan lapangan telitian. Pembuatan peta bawah permukaan dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak Kingdom. Peta bawah permukaan tersebut dibuat dengan *inputting fault model* (berdasar *seismic*), peta *top* dan *bottom* hasil korelasi pembuatan horizon berdasar *well log*. Dari hasil *inputting* tersebut didapatlah peta bawah permukaan *top structure* dan *bottom structure*. Dari data *fault model*, lapangan telitian dibagi menjadi (4) segment. Dari (4) segment tersebut hanya terdapat (2) segment yang prospek, yaitu segment (1) dan (2). Hal tersebut dilihat dari luasan lapisan dan bentukan dari tiap segment. Dengan peta-peta tersebut maka didapat peta *isochore*. Peta *isochore* adalah peta bawah permukaan yang menggambarkan *structure* lapisan yang diteliti (reservoir), peta dihasilkan berdasar peta *top* dan *bottom structure* (**Gambar 5, 6, dan 7**).

Perhitungan Cadangan Secara Volumetrik

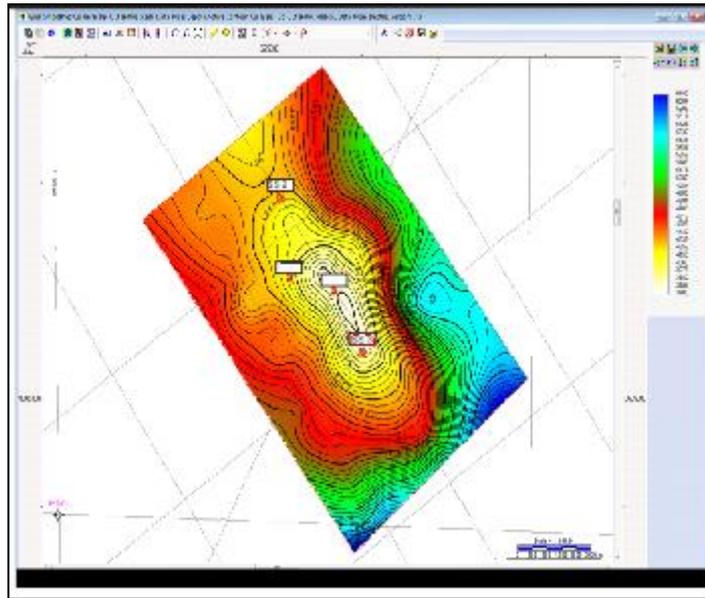
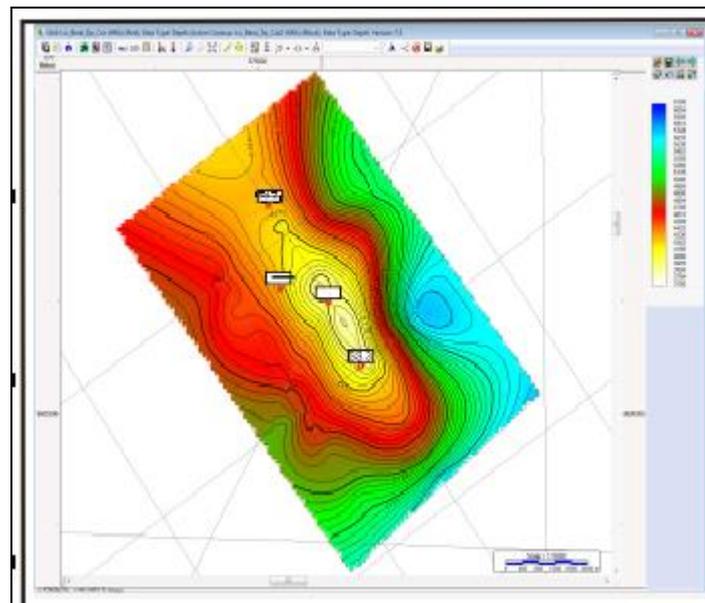
Metode volumetrik lebih ditekankan pada pendekatan data geologi bawah permukaan. Metode ini merupakan metode yang menghitung cadangan hidrokarbon di tempat pada kondisi asli reservoir. Estimasi cadangan hidrokarbon dengan cara volumetrik memerlukan parameter-parameter tertentu meliputi volume reservoir yang mengandung hidrokarbon, porositas batuan dan persentase pori batuan yang terisi oleh hidrokarbon.



Gambar 3. Data log dan interpretasi Formasi batuan di sumur SS-04



Gambar 4. Konversi data waktu menjadi kedalaman.

Gambar 5. Peta *Top Structure* Lapisan XGambar 6. Peta *Bottom Structure* Lapisan X

Deterministik

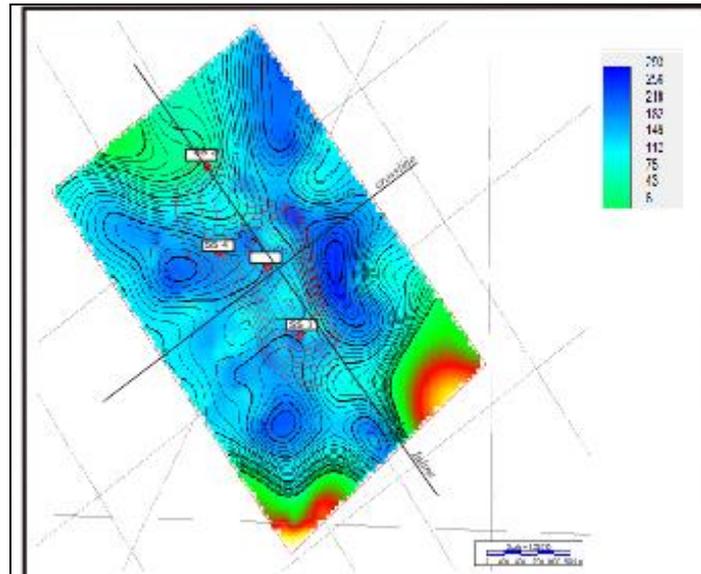
Perhitungan cadangan yang dilakukan secara deterministik yang menggunakan parameter *GRV* (*gross rock volume*), Karena mengukur ketidakpastian dalam volumetrik sangat penting, Perhitungan deterministik dengan menggunakan 3 metode antara lain:

1. Metode *Slab*
2. Metode Modifikasi *Slab*
3. Kedalaman, Luasan & Plot ketebalan

Metode *Slab*

Metode ini adalah metode yang paling kasar untuk digunakan menghitung cadangan, Tetapi metode ini kadang – kadang diperlukan dan rumus dasarnya adalah luas daerah dikalikan dengan ketebalan closure

Pada metode ini menggunakan kedalaman dan Luasan daerah telitian yang di hitung dari *closure*, Dengan Luasan daerah terluar yaitu 17.767 km² dengan kedalaman 4500 *feet* dan sampai dengan daerah terdalam yaitu 0 km² dengan kedalaman 3750 *feet* yang tercantum pada dengan cadangan 23460 BCF.



Gambar 7. Peta Isopach Lapisan X

Metode Modifikasi Slab

Metode ini adalah metode yang menggunakan geometrik *Factor* yang dimana bentuk sebuah *closure* yang sama dengan bentuk sebenarnya di lapangan, Digunakan untuk memperbaiki *GRV* untuk memperhitungkan bentuk struktur misalnya, *dome* atau prisma, Metodologi ini tidak memadai untuk melakukan permodelan karena perangkat dengan geometrik yang kompleks misalnya ketebalan *reservoir* bervariasi dengan kedalaman atau lateral dan metode ini sebisa mungkin menggunakan pendekatan kedalaman untuk menentukan *GRV* atau *NRV* dengan cadangan 13280 BCF.

Kedalaman, Luasan, dan Plot Ketebalan

Metode ini adalah metode yang menggunakan grafik untuk mengplot Luasan *closure* dengan menggunakan kedalaman dan kotak yang di dalam grafik tersebut dihitung setiap kotaknya adalah 100 *feet* yang di mana perhitungan di lakukan hanya di atas batas *GWC* (*Gas Water Contact*), Ada pun *GWC* di dapatkan dari data sumur yang di peroleh dari Perusahaan Mubadala adalah *GWC* = 4478 ft, Dengan cadangan 15180 BCF.

Untuk menghitung volumetrik menggunakan *Gross Rock Volume*, ada 3 metode yang di gunakan, yaitu:

1. Metode Slab
2. Metode Modifikasi Slab
3. Kedalaman, Luasan & Ketebalan

Dari ke 3 metode yang di gunakan untuk menghitung *gross rock volume* yang lebih meminimalisir kesalahan adalah Metode Modifikasi Slab, karena menggunakan *GRV* terkoreksi artinya menghitung volumenya hampir mirip dengan *closure* yang sebenarnya.

KESIMPULAN

1. Berdasarkan hasil interpretasi pada Lapisan "X" Formasi Berai disusun oleh litologi batugamping dengan *wackstone* sampai *packstone*.
2. Berdasarkan analisis dari data log dan seismik didapatkan struktur geologi yang berkembang di daerah telitian adalah struktur antiklin dengan arah tegasan Barat Laut – Tenggara.
3. Berdasarkan analisis data log didapatkan log resistivitas menunjukkan nilai yang sangat tinggi berkisar antara 200-2000 yang merupakan salah satu peciri adanya kandungan gas, Adanya separasi positif dari log *density*, log *neutron* dan *RHOB*, nilai separasi tersebut menunjukkan nilai neutron yang kecil yang mencirikan adanya kandungan hidrokarbon, Nilai properti reservoir Lapisan "X" adalah *Gross Thickness* = 318 ft , *Net Thickness* = 299.5 ft, *Net Pay Gas* = 272.000 ft, Porositas Total(%) = 13.66, Porositas Net Pay (ϕ) (%) = 14,87 , *Vsh Net Pay* (%) = 2,42, Saturasi Air Total(%) = 36.68, Saturasi Air Net Pay (*Sw*) (%) = 26,87, *N/G* = 0.9 *Fluid Type* = GAS.
4. Berdasarkan hasil analisis data log dan seismik diketahui bahwa pola sebaran Lapisan "X" berdasarkan dari peta *Top Structure* Lapisan "X" di dapatkan *closure* dengan arah Barat Laut – Tenggara.
5. Berdasarkan hasil perhitungan cadangan deterministik dengan menggunakan *Gross Rock Volume* pada Lapisan "X" didapatkan jumlah cadangan adalah sebesar 375.926.508.486,74 m³ = 13.280 TCF

DAFTAR PUSTAKA

- Ariyono, D., Kupecz, J., Sayers, I., Tanos, C., Hilman, A., 2013, Source Rock and Thermal Calibration for Timing of Generation and Expulsion in the South Makasar Basin, Indonesia: Proceedings, Indonesian Petroleum Association.
- Buku Panduan Geologi Minyak Dan Gas Bumi Jurusan Teknik Geologi, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta 2010
- Dedi Ariyono, Julie Kupecz, Ian Sayers, Chrisna Tanos, Argha Hilman Mubadala Petroleum, Jakarta, Indonesia, Generation And Expulsion Form Middle Eosene Source in the South Makasar Basin, Indonesia. Proceedings, Indonesia Petroleum Association, Thirty-Seventh Annual Convention & Exhibition, May 2013.
- Final Geological Well Report (GIMS) Mubadala Petroleum 10 Maret 2008.
- Hidayat, R., Hussein, S., Surjono, S.S., 2012, Regional Deposition Model Of South Makasar Basin Depocenter, Makasar Strait, Based On Seismic Facies. *J. SE Asian Appl. Geol.*, pp 42-54
- Kupecz, J., Sayers, I., Tognini, P., Hilman, A., Tanos, C., Ariyono, D., 2013, New Insights into the Tectono-Stratigraphic Evolution of the South Makasar Basin: Proceedings Indonesian Petroleum Association.
- Manual Calculation of Resources Deterministic Estimates, MPI.
- Pireno, GE., Darussalam, D.N., 2010, Petroleum System Overview Of The Sebuku Block And The Surrounding Area: Potential As A New Oil And Gas Province In South Makasar Basin, Makasar Straits. Proceeding, Indonesian Petroleum Association, 34th Annual Convention & Exhibition, IPA 10 G-169
- Pireno, G.E., Yuliong, D., Lestari, S., dan Cook, C., 2009. Berai Carbonate Debris Flow As Reservoir In The Ruby Field, Sbuku Block, Makasar Straits: A New Exploration Play In Indonesia. Proceeding, Indonesian Petroleum Association, 33rd Annual Convention & Exhibition, IPA G- 005
- Satyana, A. H., 2012, 121 Years of Exploring East Kalimantan and Makasar Straits: "Go to extremes, and you will find hydrocarbons": BPMigas-K3S Forum, EP Knowledge Sharing, East Kalimantan-Makasar Straits, Balikpapan, 10-11 February 2012.
- Time to depth Conversion dalam [Http://ensiklopediseismik.blogspot.com/2009/06/time-depth-conversion.html?m=1/24-06-2015](http://ensiklopediseismik.blogspot.com/2009/06/time-depth-conversion.html?m=1/24-06-2015), 00:40
- Regional Cekungan Makasar Selatan dalam: [Http://id.scribd.com/doc/192653607/Geologi-Regional-Cekungan-Makasar Selatan](http://id.scribd.com/doc/192653607/Geologi-Regional-Cekungan-Makasar-Selatan), 23/08/2014, 20:34