

GEOLOGI DAN PERHITUNGAN CADANGAN HIDROKARBON BERDASARKAN METODE VOLUMETRIK ZONA A & B, FORMASI TANJUNG BAWAH, LAPANGAN X, CEKUNGAN BARITO BERDASARKAN DATA BAWAH PERMUKAAN

Bhrawijaya Bhirawa Ajie¹⁾, Sugeng Widada²⁾, Salatun Said²⁾

¹⁾ Mahasiswa Teknik Geologi, Fakultas Teknologi Mineral

²⁾ 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 Barito merupakan cekungan hidrokarbon yang potensial di Indonesia. Sistem petroleum yang berkembang di dalamnya masih merupakan suatu hal yang menarik bagi kalangan industri perminyakan dengan adanya fakta bahwa dimensi cekungan yang besar. Cekungan Barito terletak di Indonesia bagian barat, tepatnya berada di Kalimantan Selatan. Bagian utara cekungan ini berbatasan dengan tinggian Kuching, bagian timur berbatasan dengan tinggian Meratus, bagian barat berbatasan dengan tinggian Schwaner, dan bagian selatan berbatasan dengan laut Jawa.

Lapangan X, Cekungan Barito merupakan lapangan minyak dan gas bumi milik PT. Pertamina EP. Berdasarkan hasil pengamatan kondisi geologi bawah permukaan menggunakan data bawah permukaan pada lapangan X diinterpretasikan variasi litologi secara vertikal berupa konglomerat, batupasir, serpih, batulempung, dan batubara. Mengacu stratigrafi regional pada interval telitian termasuk dalam Formasi Tanjung. Fokus penelitian terdapat pada interval 1015m (zona A) dan 950m (zona B) dengan variasi litologi berupa konglomerat, batupasir, dan serpih yang termasuk Formasi Tanjung Bawah. Asosiasi fasies yang didapatkan pada interval telitian adalah *debris flow fan delta* dan *sheetflood fan delta* dan secara variasi litologi berada pada *mid fan*. Lingkungan pengendapan diinterpretasikan berupa lingkungan darat, lebih tepatnya pada tepi cekungan akibat pemekaran yang mengalami kontak dengan tubuh air berupa wilayah lakustrin. Struktur geologi daerah telitian dapat digambarkan dari peta struktur kedalaman yaitu berupa sesar naik yang memanjang sepanjang daerah telitian dengan arah timur laut-barat daya. mengakibatkan terbentuknya suatu jebakan hidrokarbon dengan jenis jebakan struktur.

Hasil analisa petrofisika pada zona reservoir yang telah ditentukan sebelumnya menyatakan pada reservoir zona A nilai rata-rata volum lempung 49%, porositas 13,65 %, dan saturasi air 43,41%. Sedangkan pada zona B nilai rata-rata volum lempung 48%, porositas 15%, dan saturasi air 65%. Dari sebaran data tersebut dilakukan *cutoff* untuk menentukan ketebalan *netpay*. Ketebalan *netpay* digunakan untuk melakukan perhitungan cadangan dengan metode volumetric dan didapatkan cadangan pada reservoir zona A sebesar 21,75 MMbbl dan reservoir zona B sebesar 2,47 MMbbl.

Kata-kata Kunci: Geologi, Cekungan Barito, Formasi Tanjung, Perhitungan Cadangan Hidrokarbon

PENDAHULUAN

Latar Belakang

Indonesia memiliki beberapa cekungan yang menghasilkan minyak dan gas bumi, salahsatunya adalah Cekungan Barito yang terletak pada bagian tenggara Pulau Kalimantan. Cekungan Barito merupakan cekungan di sekitar lempeng Paparan Sunda di Indonesia Barat. Cekungan Barito kaya akan batuan induk yang matang, beberapa diantaranya memiliki lingkungan *prolific lacustrine*, reservoir yang baik, batuan tudung yang baik dan beberapa bentukan trap. Penelitian geokimia belakangan ini menyatakan bahwa batuan induk Cekungan Barito telah menghasilkan hidrokarbon dalam volume yang besar. Akan tetapi Cekungan Barito memiliki sejarah eksplorasi yang panjang dan mengecewakan (Satyana, 1995).

Cekungan Barito merupakan cekungan hidrokarbon yang potensial di Indonesia. Sistem petroleum yang berkembang di dalamnya masih merupakan suatu hal yang menarik bagi kalangan industri perminyakan dengan adanya fakta bahwa dimensi cekungan yang besar, tetapi tidak sebanding dengan jumlah lapangan minyak yang berhasil ditemukan (Pranjayadkk., 2007). Salah satu zona prospek hidrokarbon yang terdapat pada Cekungan Barito adalah Formasi Tanjung, yang memiliki susunan sistem petroleum yang baik. Formasi Tanjung merupakan sedimen Tersier tertua pada Cekungan Barito yang tersedimentasikan di atas basement.

Formasi Tanjung sudah mulai berproduksi pada awal tahun 60an, terhitung Desember 1979 hasil produksi minyak mencapai 14.836.835 meter kubik. Karena jumlah lapangan prospek yang ditemukan pada Cekungan

Barito sedikit, maka perlu dilakukan pengembangan pada sumur-sumur prospek yang ada. Salahsatu cara untuk melakukan pengembangan pada cekungan ini adalah dengan melakukan pemetaan bawah permukaan. Pemetaan ini dilakukan untuk mendapatkan gambaran keadaan sedimentasi yang ada pada cekungan tersebut. Dengan mengetahui keadaan sedimen yang ada pada Cekungan Barito ini diharapkan dapat membantu dalam melakukan optimalisasi eksplorasi dan produksi pada cekungan tersebut.

Maksud dan Tujuan

Maksud diadakan penelitian ini adalah untuk mengetahui kondisi geologi bawah permukaan, sistem petroleum yang bekerja pada daerah telitian, dan mengetahui prospek hidrokarbon yang terdapat didalamnya. Dengan tujuan untuk mengetahui variasi litologi bawah permukaan, mengetahui fasies yang berkembang, mengetahui zona mana saja yang berperan sebagai zona reservoir, mengetahui penyebaran unit reservoir dari komponen stratigrafi, mengetahui kondisi jebakan yang berperan, mengetahui *properties* reservoir, mengetahui cadangan Hidrokarbon yang terdapat pada daerah telitian.

Lokasi Penelitian

Penelitian dilaksanakan pada Lapangan X, Cekungan Barito di Provinsi Kalimantan Selatan yang merupakan lapangan minyak dan gas bumi milik PT. Pertamina EP. Lapangan X terletak pada Cekungan Barito, Provinsi Kalimantan Selatan. Jalur terdekat menuju lokasi adalah melalui Banjarmasin kemudian berjalan kearah utara menggunakan kendaraan darat sejauh 215km.

METODE

Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah pemetaan bawah permukaan berdasarkan data log dan seismik. Untuk perhitungan cadangan digunakan perhitungan secara volumetrik.

HASIL PENELITIAN

Stratigrafi Daerah Telitian

Stratigrafi daerah telitian ditentukan dari pembacaan litologi pada data sumur dan mudlog yang kemudian diintegrasikan dengan stratigrafi regional. Berdasarkan salahsatu sumur daerah telitian X-153 dan data *mudlog* X-153 yang dimulai dari kedalaman 250m-1125m serta stratigrafi regional interval yang didapat hanya pada Formasi Tanjung.

Untuk lapisan reservoir yang menjadi fokus dalam bahasan ini adalah reservoir zona A dan Zona B yang terletak pada Formasi Tanjung Bawah. Secara regional Formasi Tanjung Bawah terdiri dari endapan *rifting*, lingkungannya berupa lakustrin dan kipas aluvial. Litologi yang dijumpai pada Formasi Tanjung Bawah antara lain konglomerat, batupasir, batulempung, batulanau, dan batubara dengan lingkungan fluvial dan transisi (Satyana dan Silitonga, 1994).

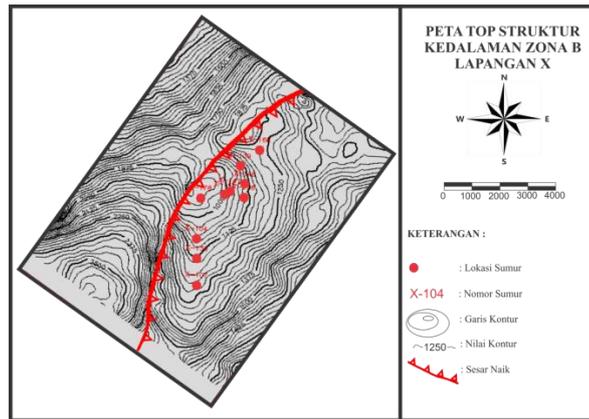
Menurut Satyana dan Silitonga (1994) Formasi Tanjung Bawah berumur Paleosen Akhir-Eosen Awal. Sedimen awal merupakan rombakan dari sedimen yang lebih tua akibat adanya *rifting* yang terjadi pada masa itu. Sedimen terbentuk pada fase transgresi dengan diiringi penurunan cekungan yang cepat saat *rifting* berlangsung. Pola menghalus keatas mendominasi pada lapisan reservoir zona A dan zona B yang menunjukkan kondisi transgresi pada saat pembentukannya. Ketebalan lapisan pada zona A berkisar antara 120m-150m sedangkan pada zona B didapati endapan lebih tipis berkisar antara 50m-70m.

Kolom stratigrafi daerah telitian diinterpretasikan berdasarkan data bawah permukaan yaitu data *wireline log* dan data *mudlog*. Dari data tersebut didapatkan variasi litologi bawah permukaan dan analisis fasies pengendapan pada interval daerah telitian.

Struktur Geologi Daerah telitian

Pada daerah telitian dilakukan pemetaan bawah permukaan untuk mendapatkan bentukan struktur geologi daerah telitian. Dari hasil interpretasi seismik berdasarkan data sumur didapatkan pola struktur berupa sesar naik yang melintang ditengah daerah telitian berarah timur laut-barat daya. Pada bagian tenggara dari sesar naik, lapisan batuan terlipat sehingga membentuk bentukan *drag fault* yang menjadi jebakan struktur untuk hidrokarbon.

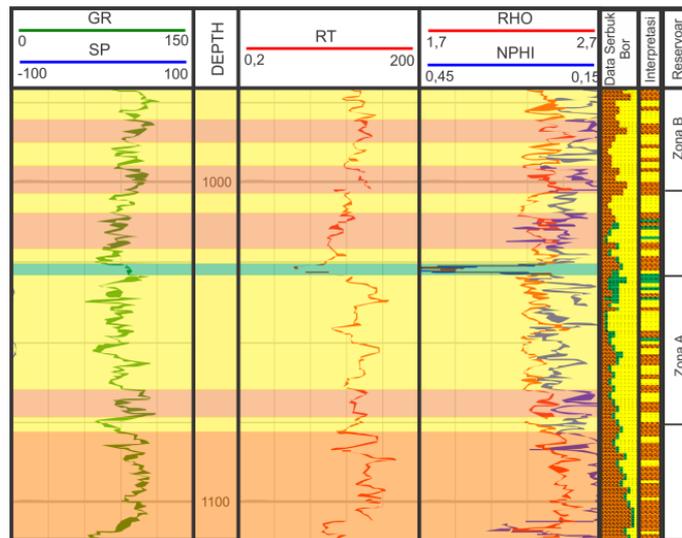
Secara regional, struktur sesar naik yang didapatkan bermula dari sesar turun yang terbentuk pada Eosen Awal, pada fase ini adalah fase regangan yang meliputi wilayah disekitar Paparan Sunda. Pada saat Miosen terjadi fase kompresi yang mengakibatkan sesar turun yang telah terbentuk sebelumnya mengalami inversi kemudian berubah menjadi sesar naik. Fase kompresi ini beriringan dengan terangkatnya tinggian Meratus. Berikut kenampakan pola struktur yang terdapat pada daerah telitian (**Gambar 1.**).



Gambar 1. Pola struktur sesar naik pada daerah telitian

Analisa Kualitatif

Analisis kualitatif adalah interpretasi bawah permukaan berdasarkan nilai dari kurva log. Setiap kurva dari data log menunjukkan kondisi bawah permukaan yang terdapat pada sumur pemboran. Dari hasil interpretasi tersebut kita dapat menentukan jenis litologi, batas antar satuan batuan, ketebalan lapisan batuan, dan perkiraan zona prospek hidrokarbon. Penentuan litologi dan kandungan fluida dengan metode *quicklook* adalah cara memetakan kondisi bawah permukaan secara kualitatif dengan menggunakan data *wireline log*, data yang diperhatikan pada log ini adalah kurva *gamma ray*, *spontaneous potential*, densitas, dan resistivitas. Selanjutnya untuk penentuan litologi didukung dengan data *mudlog*. Dibawah ini adalah contoh penentuan litologi dan kandungan fluida berdasarkan pada data *wireline log* dan *mudlog* Sumur X-153 pada lapisan A dan B terdapat litologinya berupa batupasir sedang dan konglomerat dengan sisipan serpih sebagai pembatas zona reservoir dengan kenampakan sebagai berikut (Gambar 2.).



Gambar 2. Litologi kualitatif sumur X-153

Analisis Fasies Pengendapan

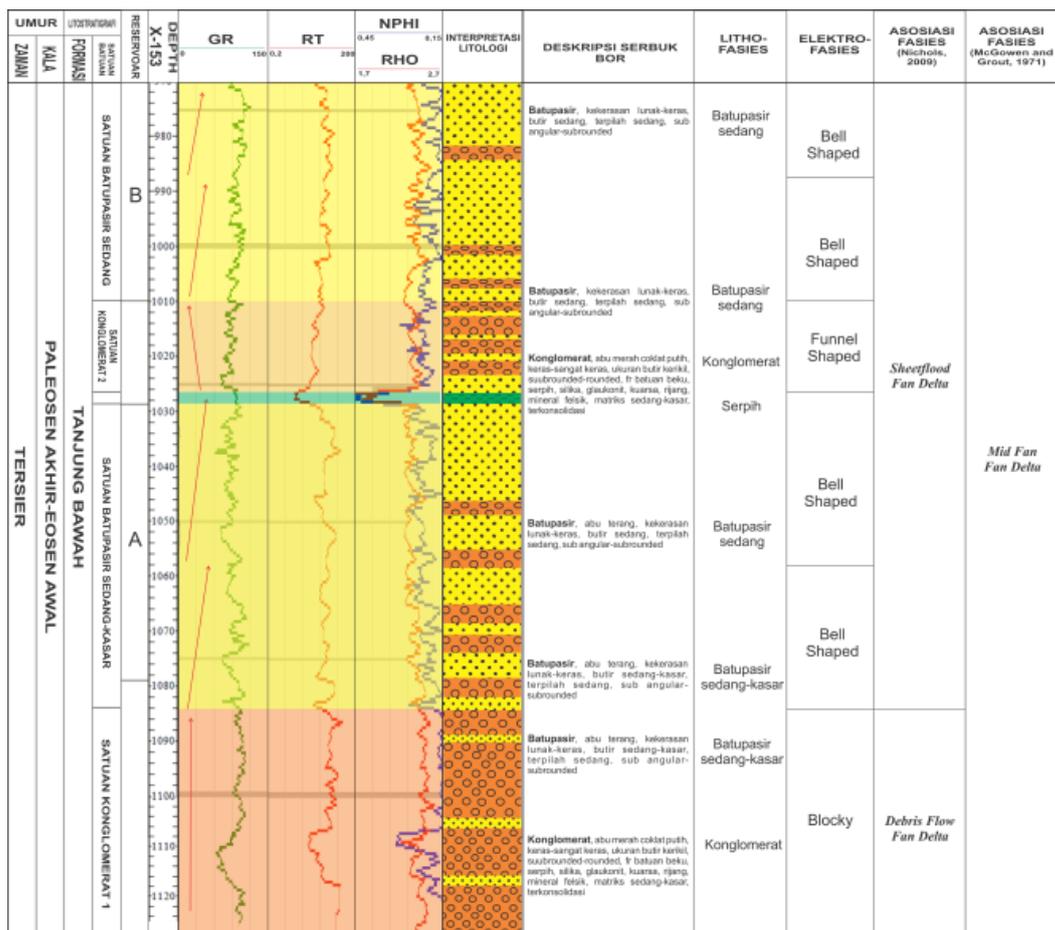
Setiap fasies pengendapan memiliki karakteristik tertentu yang membedakan dengan fasies pengendapan yang lain. Karakteristik tersebut meliputi tekstur, struktur, komposisi mineral, kandungan fosil, kandungan unsur kimia, geometri, dan penyebaran tubuh batuan. Untuk menentukan fasies pengendapan pada bawah permukaan dibutuhkan beberapa data diantaranya data log sumur, data mudlog, data inti batuan, dan data pendukung lain. Pada penelitian kali ini data yang digunakan adalah data log sumur dan data mudlog.

Interpretasi litologi, asosiasi fasies dan lingkungan pengendapan (Gambar 3.) daerah penelitian Lapangan X, Formasi Tanjung Bawah, zona reservoir A dan B disimpulkan sebagai berikut :

1. Pada data log didapatkan elektrofases dengan pola *bell shaped*, diinterpretasikan variasi litologi menghalus ke atas.

- Lapisan A dan B Formasi Tanjung Bawah pada Lapangan X memiliki variasi litologi berupa konglomerat, batupasir berbutir kasar-halus, dan batulempung.
- Asosiasi fasies yang terdapat pada lapisan A dan B Formasi Tanjung Bawah Lapangan X adalah *debris flow fan delta* dan *sheetflood fan delta* (Nichols, 2009). Menurut McGowen dan Grout (1971) termasuk dalam fasies *mid fan*.

Dari interpretasi diatas dapat ditarik kesimpulan bahwa lapisan A dan B Formasi Tanjung Bawah Lapangan X terendapkan pada lingkungan darat, berupa kipas aluvial yang mengalami kontak dengan tubuh air yang biasa disebut kipas delta, lingkungan kipas delta yang terendapkan pada tepi cekungan akibat *rifting* yang mengalami kontak dengan lingkungan lakustrin. menurut variasi litologi yang berkembang endapan terbentuk pada fasies *mid fan* (McGowen dan Grout, 1971) serta menurut proses terendapkannya termasuk dalam fasies *debris flow fan delta* dan *sheetflood fan delta* (Nichols, 2009).



Gambar 3. Kolom analisis fasies pengendapan sumur X-153

Analisis Kuantitatif

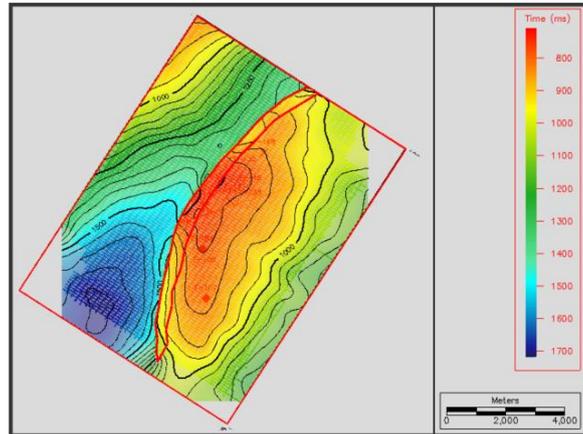
Analisa kuantitatif dilakukan untuk mendapatkan data properti reservoir meliputi volume lempung, porositas, saturasi air, saturasi hidrokarbon, dan Net Pay. Untuk mendapatkan data property reservoir tersebut dilakukan analisa menggunakan metode probabilistik dari modul *Mineral Solver* pada perangkat lunak *Interactive Petrophysics3.5*.

Pemetaan Bawah Permukaan

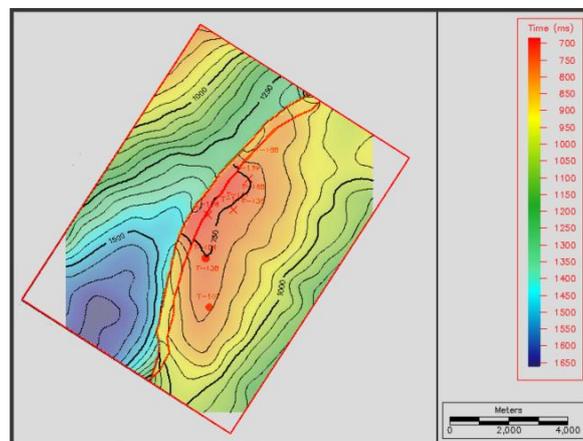
Pemetaan bawah permukaan merupakan metode yang dilakukan untuk mengetahui kondisi geologi pada bawah permukaan. Pembacaan kondisi geologi sangatlah penting dalam pertimbangan pengambilan keputusan untuk kegiatan eksplorasi selanjutnya. Untuk mendapatkan gambaran bawah permukaan yang baik dilakukan pemetaan menggunakan data seismik 3D yang disertai dengan data *checkshot*. Pemetaan bawah permukaan dengan data seismik dan data *checkshot* tersebut akan menghasilkan peta *top structure* dan *depth structure* pada tiap zona reservoir dalam hal ini zona A dan Zona B dalam domain *time*.

Peta Struktur Waktu

Peta *time structure* memiliki kenampakan yang tidak jauh berbeda dengan peta *depth structure* yang akan dihasilkan. Pada dasarnya waktu tempuh gelombang yang digunakan pada proses pengambilan data seismik dalam kondisi normal memiliki nilai berbanding lurus dengan kedalaman lapisan yang diinginkan. Konversi peta *time* menjadi peta *depth* dilakukan dengan cara koreksi data log sonik dengan *checkshot* yang menghasilkan *reflectivity log* kemudian mengkonvolusikan dengan wavelet untuk menciptakan seismogram sintetis. Seismogram sintetis tersebut yang kemudian disesuaikan dengan seismogram dari seismik sehingga menghubungkan antara domain waktu dan kedalaman. (Gambar 4 & 5)



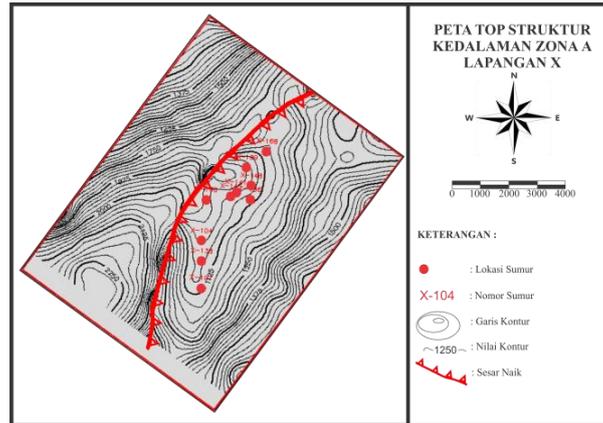
Gambar 4. Peta struktur waktu zona A



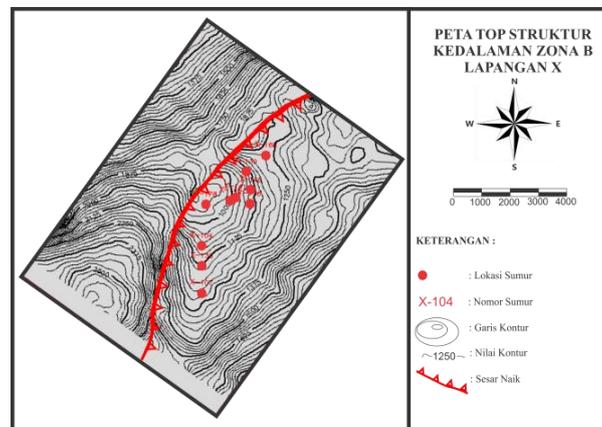
Gambar 5. Peta struktur waktu zona B

Peta Struktur Kedalaman

Dari peta *time structure* yang telah dihasilkan melalui interpretasi seismik 3D kemudian di konversi menjadi domain *depth* menggunakan Paradigm Geostatical yang kemudian akan menghasilkan peta *depth structure*. Dapat dilihat pada peta Lapangan X berbentuk *drag fault* berarah timur laut-barat daya yang disebabkan oleh sesar naik pada bagian barat laut. Semua sumur daerah telitian terdapat pada area *drag fault* dengan tutupan yang terdapat pada kedalaman 1150 mdpl pada Top Zona A dan 1230 mdpl pada top Zona B. (Gambar 6 & 7)



Gambar 6. Peta struktur kedalaman zona A



Gambar 7. Peta struktur kedalaman zona B

Analisis Perhitungan Cadangan

Perhitungan cadangan hidrokarbon yang dilakukan menggunakan metode volumetrik. Dalam metode ini untuk menghitung besar cadangan hidrokarbon yang terdapat pada reservoir dilakukan dengan menghitung besar luasan zona *netpay* tiap interval, nilai porositas, saturasi air, dan Boi. Setelahnya dimasukkan dalam perhitungan dengan rumus dibawah ini :

$$\text{STOIP} = \frac{7758 \times A \times h \times \phi \times (1 - S_w)}{Boi}$$

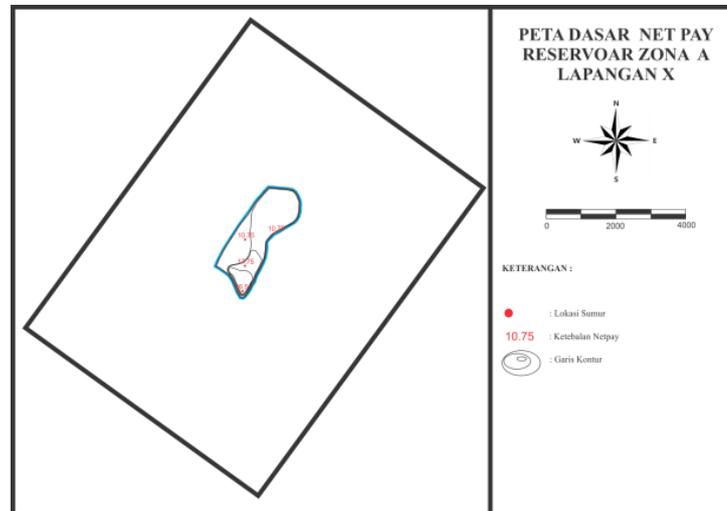
Keterangan :

- STOIP : Stock Tank Oil In Place
 A : Luas Area zona *netpay*
 h : Ketebalan zona *netpay*
 ϕ : Porositas
 Sw : Saturasi air
 Boi : Faktor volum formasi minyak awal

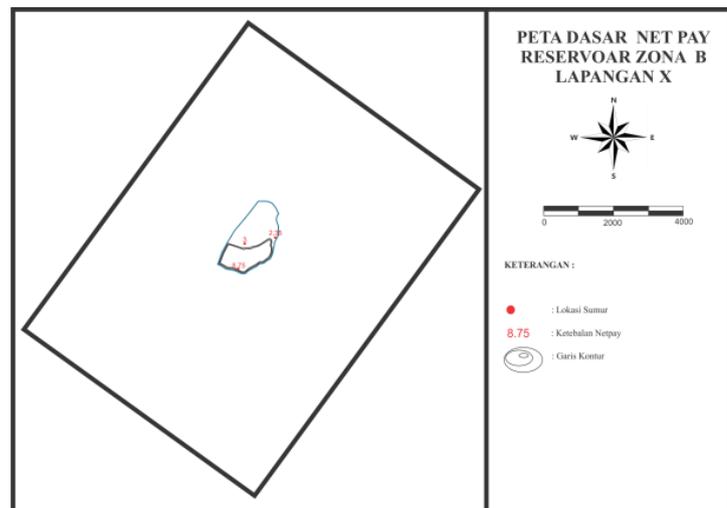
Parameter yang digunakan dalam perhitungan tersebut diatas didapatkan dari hasil analisa kuantitatif dan pemetaan bawah permukaan. Analisa kuantitatif menghasilkan parameter nilai porositas, nilai saturasi air, batas *oil water contact*, dan ketebalan *netpay* tiap sumur. Untuk mendapatkan luas area zona *netpay* dan ketebalan zona *netpay* dilakukan interpolasi peta *netpay*.

Peta Netpay Zona A

Peta *netpay* dibuat dengan nilai ketebalan netpay tiap sumur dari hasil analisa kuantitatif yang dipotong dengan batas *oil water contact* yang dioverlay dari peta *top depth structure* Zona A. Kedalaman *oil water contact* pada zona reservoir A adalah 1079mdpl. Dari ke-6 sumur yang dilakukan analisa kuantitatif didapatkan 4 sumur yang memiliki kandungan hidrokarbon yang mencukupi dan berada diatas *oil water contact* yaitu Sumur X-104, X-145, X-153, X-178. (**Gambar 8&9**)



Gambar 8. Peta netpay zona A



Gambar 9. Peta netpay zona B

Luas yang telah diketahui kemudian dibuat perbandingan perbagian luasan. Pada Lapangan X reservoir Zona A luasan dibagi menjadi 6, dari yang paling luar adalah A0, A1, A2, A3, A4, A5, dan A6. Perbandingan luas dan persamaan yang digunakan:

$$\text{Perbandingan luas} = \frac{A_{n+1}}{A_n}$$

Jika $A_{(n+1)}/A_n > 0.5$, maka menggunakan rumus :

$$\text{Trapezoidal} = \frac{h}{2} (A_n + A_{n+1})$$

Jika $A_{(n+1)}/A_n < 0.5$, maka menggunakan rumus :

Pyramidal

$$= \frac{h}{2} [(A_n + A_{n+1}) + \sqrt{A_n \times A_{n+1}}]$$

KESIMPULAN

Dari hasil perhitungan cadangan hidrokarbon menggunakan metode volumetric tersebut didapatkan hasil pada zona A dengan *total volume bulk* 44120,67 *acre.ft* memiliki cadangan hidrokarbon sebanyak 21.241.003,24 Mbbl. Dan pada zona B dengan *volume bulk* 8242,47 *acre.ft* memiliki cadangan hidrokarbon sebanyak 2.428.239,25 Mbbl.

DAFTAR PUSTAKA

- McGowen, J.H., dan Groat, C.G., 1971, *An Alluvial Fan Model For Mineral Exploration*, Report Of Investigations No.72. Austin: Bureau of Economic Geology.
- Nichols G., 2009, *Sedimentology And Stratigraphy* Second Edition, Sussex Barat : John Willey & Sons Ltd.
- Pranajaya, Gonata, Raden I., Maikel A., dan Moh I. 2007. *Petroleum dan Penyebaran Sub Cekungan di Blok Tanjung, Cekungan Barito. Proceedings Joint Convention Bali.*
- Satyana, Awang H, dan Parada D. Silitonga. 1994. *Tectonic Reversal in East Barito Basin, South Kalimantan : Consideration of The Types of Inversion Structure and Petroleum System Significance. Proceedings of the IPA 23rd annual convention.*