

Pengaruh Gamma Ray terhadap Evaluasi Porositas Batuan Menggunakan Pengukuran Well Log

Influence of the Gamma Ray towards Porosity Evaluation of the Rocks Using Well Log Measurement

Puguh Hiskiawan

Jurusan Fisika FMIPA Universitas Jember

Email: puguh_h.fmipa@unej.ac.id

ABSTRACT

Well Log method is one of the geophysics methods used to examine rock structure under earth surface. This research is studied by using utilizing influence of the gamma ray to physical parameter on well log measurement. This research is explained to compare the measuring data with some physical parameters. The results shown that the rock density was about 2.00 – 2.50 g/cc, the rock porosity was round 2.00 – 2.50 g/cc, whereas the resistivity has 2 Ω m to 60 Ω m. All those variables were measured at same depth 3420 – 3470 ft. Furthermore, the self potential value was the highest negatively. The result from physical parameter provided meaning about anomaly positively of hydrocarbon existing.

Keywords: Well Log, gamma ray, hydrocarbon

PENDAHULUAN

Pengukuran *well log* selalu berkaitan dengan sumur eksplorasi. Aktivitas pada pengukuran *well log* ini dinamakan *logging*. Hasil dari pengukuran *well log* dapat memberikan informasi tentang parameter – parameter fisis dari batuan yang ada pada sumur tersebut, sehingga dapat digunakan untuk mengidentifikasi lapisan – lapisan batuan yang berpotensi sebagai tempat minyak atau gas berkumpul (reservoir). Dari evaluasi formasi, kita dapat mengetahui cadangan hidrokarbon yang ada pada reservoir tersebut. Pada prakteknya, pengukuran *well log* di lapangan tidak jarang menemui kendala-kendala yang mengakibatkan gagalnya proses pengukuran, hal ini berakibat kurang lengkapnya data yang dimiliki oleh suatu sumur. Ketidaklengkapan data ini akan mengakibatkan kesalahan pada evaluasi formasi yang selanjutnya akan menghasilkan interpretasi dan perkiraan cadangan hidrokarbon yang salah (Telford, 1976). Untuk mengatasi ketidaklengkapan data pada sumur eksplorasi, dilakukan pengamatan parameter-parameter fisis terhadap masukan *Gamma Ray*. Pengamatan ini merupakan aktivitas yang lebih efektif memecahkan persoalan-persoalan kompleks dalam petrofisika.

Evaluasi porositas formasi batuan adalah penentuan parameter fisis antara pengaruh *gamma ray* pada kedalaman yang terjangkau dengan resistivitasnya, densitas, dan porositas batuan serta sebaran potensial dan resistivitas pada daerah sumur eksplorasi. Dari pengolahan data parameter fisis kita dapat mengetahui kualitas reservoir yang kita punya. Pada

tahap pertama dari penelitian ini akan dilihat sebaran potensial formasi sumur eksplorasi dari data yang diperoleh hubungan antara *gamma ray* dengan resistivitas, densitas dan porositas. Keberadaan data-data parameter fisis tersebut dapat diketahui dari pola atau trend yang terjadi pada sumur eksplorasi yang diuji. Tujuan dari kegiatan penelitian ini adalah menginterpretasi keberadaan hubungan *gamma ray* dengan beberapa parameter fisis yang akan diketahui sebaran pola atau trend dari kandungan hidrokarbon yang terjadi di sumur eksplorasi.

Porositas didefinisikan sebagai rasio antara ruang pori pada batuan dengan volume total batuan. Biasanya diekspresikan dalam satuan persen (%). Porositas efektif adalah bagian ruang pori-pori yang diisi fluida yang tidak terikat oleh *clay*. Sedangkan porositas total adalah ruang pori-pori yang terisi oleh fluida baik yang terikat oleh *clay* maupun yang tidak terikat oleh *clay*. Pada formasi renggang (*unconsolidated formation*) besarnya porositas tergantung pada distribusi ukuran butiran, tidak pada ukuran butiran mutlak. Porositas akan menjadi tinggi antara 0,35-0,4 g/liter jika semua butirannya mempunyai ukuran yang hampir sama, selanjutnya menjadi rendah jika ukuran butiran bervariasi sehingga butiran yang kecil akan mengisi ruang pori diantara butiran yang lebih besar. Kemudian pada porositas yang lebih rendah partikel-partikel batuan umumnya bergabung bersama material yang mengandung silika atau zat kapur, menghasilkan formasi rapat (*consolidated formation*) dengan porositas mendekati nol. (Harsono, Adi. Oktober 1994).

Porositas diukur dengan menggunakan *sonic*, *density*, dan *neutron*. Porositas direpresentasikan dalam

bentuk simbol Yunani “φ” atau “PHI” dengan ditambahkan awalan atau akhiran yang menunjukkan tipe porositas tertentu. Misalnya, DPFI atau PHID untuk *density porosity*. Ada tiga jenis porositas dalam log, yaitu *sonic porosity*, *density porosity*, dan *neutron density porosity* (Asquit, 1982), (Bigelow, June 1995)

$$\Phi_{N-D} = \sqrt{\frac{\Phi_N^2 + \Phi_D^2}{2}} \quad \text{gas} \quad (1)$$

$$\Phi_{N-D} = \frac{\Phi_N + \Phi_D}{2} \quad \text{fluida / minyak} \quad (2)$$

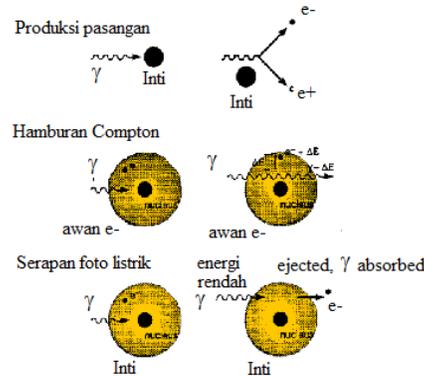
$$\Phi_{DEN} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (3)$$

Dimana :

- ϕ_N = NPHI (*neutron porosity*)
- ϕ_{DEN} = ϕ_D = porositas *density*
- ρ_{ma} = densitas matriks (gr/cm³)
- ρ_f = densitas fluida (gr/cm³)
- ρ_b = RHOB = *bulk density* (gr/cm³)

Ada tiga jenis pengukuran porositas yang umum digunakan dibidang eksplorasi saat ini, yaitu Sonik, Densitas, dan Neutron. Nama-nama ini berhubungan dengan besaran fisika yang dipakai dimana pengukuran itu dibuat sehingga timbulah istilah-istilah ”Porositas Sonik”, ”Porositas Densitas”, ”dan ”Porositas Neutron”. Penting untuk disadari bahwa porositas-porositas ini bisa tidak sama antara satu dengan yang lain atau tidak bisa mewakili ”Porositas Nyata”. Ini disebabkan karena alat-alat itu tidak membaca porositas secara langsung. Porositas didapat dari sejumlah interaksi fisika di dalam lubang bor. Hasil interaksi dideteksi dan dikirim ke permukaan barulah porositas dijabarkan.

Prinsip pengukuran *well log* menurut teori fisika nuklir, bila sinar gamma tenaga tinggi ditembakkan ke suatu bahan ada tiga jenis interaksi yang mungkin terjadi, yaitu: 1) gejala fotolistrik, bila energi mula-mula $E < 100$ KeV; 2) hamburan Compton, bila energi mula-mula $75 \text{ keV} < E < 2 \text{ MeV}$; 3) produksi kembar, bila energi mula-mula $E > 1,2 \text{ MeV}$. Alat LDT dirancang untuk memberikan tanggapan terhadap gejala fotolistrik dan hamburan compton dengan cara memilih sumber radioaktif yang memproduksi sinar gamma dengan tingkat tenaga antara 75 KeV dan 2 MeV, misalnya bahan Cesium-137 yang mempunyai puncak tenaga sinar gamma pada 662 KeV.



Gambar 1. (a) produksi kembar; (b) hamburan Compton; (c) gejala fotolistrik (sumber : Schlumberger. 1989)

Sinar gamma mempunyai sifat yang *dual* artinya pada suatu saat dapat menampilkan sifat gelombang dan pada saat yang lain dapat menampilkan sifat partikel (foton). Pada kejadian hamburan compton, foton sinar gamma bertumbukan dengan elektron dari atom di dalam batuan. Foton akan kehilangan tenaga karena proses tumbukan dan dihamburkan ke arah yang tidak sama dengan arah awal, sedangkan tenaga foton yang hilang sebetulnya diserap oleh elektron sehingga elektron dapat melepaskan diri dari ikatan atom menjadi elektron bebas. Foton yang dihamburkan ini masih mampu menumbuk keluar elektron-elektron dari atom-atom lain dalam proses tumbukan lanjutan sampai akhirnya foton yang sudah melemah tersebut terserap secara keseluruhan sebagai akibat dari gejala fotolistrik. Jumlah elektron yang ditabrakan atau terjadi proses menumbuk keluar oleh foton merupakan fungsi dari tenaga foton dan jenis mineral. Densitas yang diukur oleh alat LDT sebagai akibat dari hamburancompton sebetulnya adalah densitas elektron (jumlah dari elektron persatuan volume) akan tetapi selanjutnya dapat dicari hubungan antara densitas elektron dan densitas formasi.

Kembali pada konsep dasar fisika nuklir, bahwa :
 A = Berat atom (berat satu atom dari unsur)
 Z = Nomor atom (jumlah proton dalam inti atom, atau jumlah elektron dalam satu atom stabil)
 N = Bilangan Avogadro = $6,02 \times 10^{23}$

Jumlah elektron dalam satu gram atom dinyatakan dalam elektron/gram-atom, sehingga jumlah dari elektron per gram dinyatakan sebagai :
 $N.Z$ (elektron-elektron) / A (gram-atom)

Jumlah elektron per gram harus dikalikan dengan densitas formasi yang sesungguhnya untuk mendapatkan jumlah elektron per cc, N_e :

$$N_e = \frac{N \cdot Z}{A} \rho_b$$

$$N_e = N \cdot \rho_b \cdot \frac{Z}{A} \quad (4)$$

Densitas electron ρ_e didefinisikan sebagai :

$$\rho_e = \frac{2N_e}{N} \quad (5)$$

Substitusikan Ne :

$$\rho_e = \frac{2N \cdot \rho_b \cdot \frac{Z}{A}}{N}$$

$$\rho_e = \left(\frac{2Z}{A} \right) \cdot \rho_b \quad (6)$$

Didapat :

$$\rho_e = \rho_b \text{ jika } \frac{2Z}{A} = 1 \quad (7)$$

Untuk mineral umum dalam perminyakan, hubungan ini hampir selalu benar. Sehingga untuk sebageian besar formasi, densitas yang dibaca oleh alat LDT *apparent density* - ρ_a adalah ekivalen dengan densitas yang sebenarnya.

Langkah-lamgkah intepretasi adalah alat LDT mengirimkan pulsa-pulsa dari rangkaian elektronik sumbu panjang (LS) dan sumbu pendek (SS) ke komputer dipermukaan. Pulsa-pulsa diterima oleh komputer dan dihitung per interval waktu disebut cacah dikenal dengan CPS (*Count Per Second*), cacah ini nantinya digunakan untuk menghitung densitas. Hubungan antara cacah detektor sumbu panjang (LSCR) dan sumbu pendek (SSCR) dalam menghitung densitas adalah :

$$RHOB_{LS} = A_{LS} + B_{LS} \cdot \log(LSCR)$$

$$RHOB_{SS} = A_{SS} + B_{SS} \cdot \log(SSCR)$$

Konstanta A dan B merupakan fungsi dari geometri alat, kekuatan sumber radioaktif dan sensitivitas detektor. Karena kedua faktor terakhir ini maka alat LDT perlu dikalibrasi setiap bulan atau setiap tujuh kali turun sumur.

Parameter lain yang dihitung pada permukaan adalah :

$$DRHO = RHOB_{LS} - RHOB_{SS}$$

dan

$$RHOB = RHOB_{LS} \pm DRHO$$

Bila densitas formasi ρ_b yang benar telah ditentukan, maka dapat dihitung porositasnya. Ketika mengukur densitas dari formasi, tidak hanya matriks formasi yang diukur, akan tetapi juga kadar cairan dalam ruang porinya. Karena densitas dari cairan formasi berbeda dari densitas batuan, maka pembacaan densitas dari formasi berpori tidak dengan pembacaan densitas dari batuan yang sama tanpa ruang pori. Sehingga bila LDT mengukur densitas formasi, nilai dari densitas yang diukur adalah tergantung pada densitas batuan, jumlah

ruang pori matriks, dan densitas dari cairan pengisi ruang pori. Ini mencerminkan porositas, karena porositas dinyatakan sebagai ruang pori yang berisi cairan.

Sebelum porositas dapat ditentukan, harus diketahui terlebih dahulu densitas litologi dan densitas cairan yang terkandung dalam formasi. Untuk formasi bersih berpori dengan densitas batuan yang diketahui ρ_{ma} diisi oleh suatu cairan dengan densitas rata-rata ρ_f , sedangkan ρ_b adalah jumlah linier dari kontribusi densitas-densitas yang berurutan adalah :

$$\rho_b = \phi \cdot \rho_f + (1 - \phi) \cdot \rho_{ma}$$

Alat pengukur porositas selanjutnya adalah *Neutron*. Alat ini disebut alat *neutron* terkompensasi (*Compensated Neutron Tool*) atau disingkat CNT. Alat ini biasanya dikombinasikan dengan LDT dan Gamma-Ray, karena ketiga alat tersebut adalah alat nuklir dengan kecepatan *logging* yang sama dan kombinasi neutron-densitas akan memberikan evaluasi litologi pintas dan indikator gas yang baik. Sebelum alat CNT diciptakan kita mengenal alat neutron SNP (*Sidewall Neutron Porosity tool*) yang hanya menggunakan satu detektor ephitermal. Alat CNT yang baru dirancang untuk memberikan dua buah pengukuran porositas dari proses thermal dan ephitermal.

TEORI

Dalam penelitian ini digunakan metode pengukuran *well log* untuk membuat peranan *gamma ray* terhadap beberapa parameter fisis. Selanjutnya parameter fisis tersebut digunakan sebagai data dalam penganaliasaan formasi summur eksplorasi. Setelah didapatkan beberapa kesesuaian parameter fisis, selanjutnya dilakukan *mapping* resistivitas dan potensial untuk mendapatkan pola sebaran porositas pada lapangan sumur eksplorasi.

Penelitian ini bertempat di salah satu sumur ekplorasi sebuah perusahaan service minyak. Pada penelitian ini, dilakukan tahapan kerja sebagai berikut :

1. Raw data

Raw data yang digunakan berupa kurva log dari lapangan yang sudah di digitalkan. Data digital agar lebih mudah untuk menganalisa data tersebut. Berikut adalah data yang akan digunakan dalam perhitungan:

- *Gamma Ray* (GR)
- *Neutron Porosity* (NPHI)
- *Density* (RHOB)
- *True Resistivity* (ILRT)

2. Persiapan data

• Data loading

Data sumur yang sudah dipilih memiliki format data *.LAS (Log ASCII File) yang sebelumnya telah terlebih dahulu dilakukan *converting* data menjadi format data internal *software* (*.log data).

- *Completing header information*

Langkah ini berdasarkan data sebelumnya dengan melengkapi data pada *header log* sesuai yang ada pada *field report*. Hal ini sangat penting dilakukan karena beberapa informasi yang ada dalam *header log* digunakan dalam proses perhitungan selanjutnya.

3. Data QC (*Quality Control*)

- *Edit out non formation*

Pada penelitian ini hanya akan dilakukan evaluasi pada formasi sumur eksplorasi. Oleh karena itu perlu dilakukan pemilihan data dari formasi dengan cara memilih data hanya pada interval kedalaman dari formasi dan dilakukan pemisahan ini dilakukan pada setiap sumur observasi.

- Zonasi reservoir dan hidrokarbon

Reservoir merupakan zona yang permeabel. Untuk itu dalam penentuan zona reservoir kita bisa menganalisa log *gamma ray* (GR) dan log *spontaneous potential* (SP). Pada zona permeabel log GR akan menunjukkan nilai yang rendah, sedangkan pada lapisan *clay/shale* log GR akan menunjukkan nilai yang tinggi. Hal ini disebabkan pada lapisan *clay/shale* banyak diendapkan unsur radioaktif alam diantaranya uranium, potasium dan torium. Defleksi pada log SP menunjukkan adanya lapisan yang permeabel. Defleksi log SP tergantung pada resistivitas *mud filtrate* dan resistivitas air formasi. Apabila resistivitas *mud filtrate* lebih besar dari pada resistivitas air formasi, pada batuan yang permeabel kurva SP akan mengalami defleksi ke kiri (SP negatif). Sedangkan apabila resistivitas *mud filtrate* lebih kecil dibandingkan dengan resistivitas air formasi, kurva SP akan menunjukkan defleksi ke kanan pada zona permeabel (SP positif). Pada daerah *shale*, kurva SP tidak mengalami defleksi dikarenakan tidak adanya infiltrasi dari *mud*, sehingga tidak ada beda potensial yang terjadi.

Zonasi terhadap lapisan yang mengandung hidrokarbon dilakukan dengan menganalisa kurva resistivitas, NPHI, dan RHOB. Hidrokarbon memiliki konduktivitas yang rendah, oleh karena itu pada lapisan yang mengandung hidrokarbon kurva resistivity akan menunjukkan nilai yang tinggi. Sedangkan pada kurva NPHI dan RHOB akan mengalami penurunan nilai. Pada zona hidrokarbon kurva NPHI dan RHOB akan mengalami separasi (Rho lebih kecil dari NPHI)

- *SP drift correction*

Pada kurva SP dilakukan koreksi terhadap *shale base line*. Pada zona *shale* dianggap tidak terjadi beda potensial sehingga harga SP dianggap nol. *SP drift correction* bertujuan untuk mengenkalkan kurva SP pada zona *shale*.

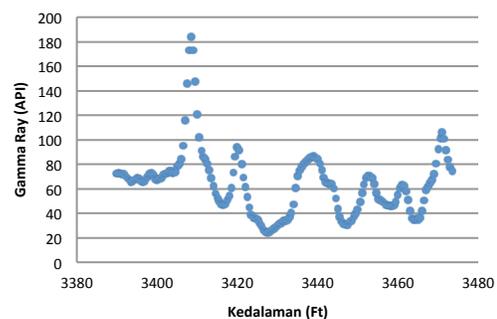
HASIL DAN PEMBAHASAN

Obyek dari penelitian ini adalah di daerah Cekungan Jawa Timur Cekungan terletak di sebaran pada area lepas pantai ke arah timur laut dan merupakan rangkaian *back-arc basin*. Cekungan ini terbentuk pada saat tekanan berarah timur-barat pada akhir pra-tercier sampai awal terciar. Aktifitas orogenik selama akhir *cretaceous-eocene*. Struktur yang nampak pada cekungan merupakan hasil dari tiga peristiwa tektonik utama, yaitu aktivitas orogenik pada *middle-mesozoic*, aktivitas tektonik pada *late cretaceous-eocene*, dan aktivitas orogenik pada *plio-pleistocene*. Dua peristiwa pertama menghasilkan konfigurasi *basement* mencakup terbentuknya formasi *graben*, *horst*, dan blok patahan. Peristiwa terakhir pada *plio-pleistocene*, menghasilkan struktur formasi yang menonjol berarah barat laut-tenggara dan depresi kearah barat daya.

Limestone yang ditemukan di beberapa tempat dekat dengan *base* dari formasi Telisa. *Outcrops* ditemukan di beberapa tempat di sekitar pegunungan. Ketebalan maksimum dari formasi batuan mencapai 200m, tetapi pada umumnya lebih tipis. Terdapat kenampakan fasies terumbu karang yang *massive* dan *limestone* dengan butiran halus yang diendapkan di perairan yang lebih dalam. Formasi ini ada pada bagian awal dari *Early Miocene*. Pada zaman ini terjadi pendangkalan terhadap sebagian besar dari cekungan-cekungan yang ada, sehingga banyak terbentuk terumbu karang.

Pada *subsurface*, Batuan gamping hanya ditemukan pada daerah *paleohighs* dan sepanjang tepian *East Java Basin*. Formasi ini tidak ditemukan pada daerah rendahan dengan pelapisan yang tebal pada *graben*. Pada formasi ini banyak ditemukan kandungan foraminifera yang khas.

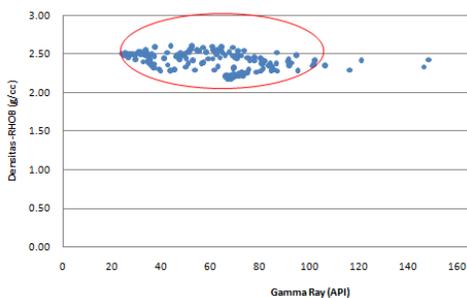
Kurva respon dibawah ini menunjukkan hubungan perlakuan *gamma ray* dengan kedalaman sumur eksplorasi. Kedalaman sumur eksplorasi yang dikenakan *neutron gamma ray* berkisar antara 3380 ft hingga 3480 ft.



Gambar 2. Kurva respon *neutron gamma ray* dengan kedalaman sumur eksplorasi

Informasi yang didapatkan pada kurva respon menunjukkan bahwa *neutron gamma ray* cenderung stabil pada kisaran 70 API (American Petroleum Institute). Pada awalnya kedalaman 3390 ft – 34110 ft berkisar 80 API, kemudian melonjak tajam mencapai 180 API di kedalaman 3415 ft, akan tetapi serta merta melorot tajam saat menyentuh kedalaman 3417 ft hingga 3420 ft disekitar 40 API. Keadaan ini menunjukkan keberadaan anomali negatif hidrokarbon. Selanjutnya pada keadaan kedalaman dari 3420 ft hingga 3480 ft kisaran *neutron gamma ray* berada di 20 API hingga 70 API, dan sempat berada pada posisi 20 API di kedalaman 3425 ft. Informasi pengukuran *neutron gamma ray* yang dapat disimpulkan bahwa adanya kecenderungan anomali positif secara seragam ketika berada di kedalaman yang kestabilan nilai *gamma ray* yaitu sekitar 3420 ft – 3470 ft.

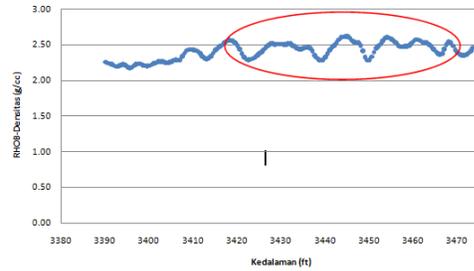
Perlakuan kegiatan pengukuran *well log* menggunakan *neutron gamma ray* memberikan beberapa informasi parameter fisis yang berhubungan dengan densitas, resistivitas dan porositas, kurva-kurva tersebut dapat dibentuk seperti berikut untuk memberikan informasi terhadap beberapa parameter fisis yang dapat diketahui. Gambar 2 yang menunjukkan hubungan perlakuan *neutron gamma ray* dengan densitas yang akan memberikan informasi bahwa kerapatan batuan pada daerah sumur eksplorasi berkisar pada 2,00 hingga 2,50 g/cc dengan perlakuan *neutron gamma ray* di antara 30 hingga 100 API.



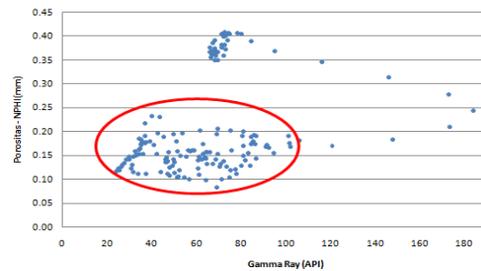
Gambar 3. Perlakuan *gamma ray* terhadap densitas batuan

Informasi yang dapat diketengahkan diatas adalah keseragaman kerapatan batuan yang dikelilingi oleh garis merah akan memberikan informasi keberadaan hidrokarbon yang positif. Oleh karena itu dari profil gambar diatas dapat dimunculkan gambar 4.

Gambar hubungan densitas dengan kedalaman sumur eksplorasi pada gambar 2, semakin menguatkan bahwa daerah sumur eksplorasi merupakan potensi cebakan hidrokarbon. Hal ini dikarenakan keseragaman lithologi densitas atau kerapatan batuan pada daerah penelitian, terutama pada kedalaman 3420 ft – 3470 ft. Kurva parameter fisis yang selanjutnya berkenaan dengan porositas batuan pada daerah sumur eksplorasi.

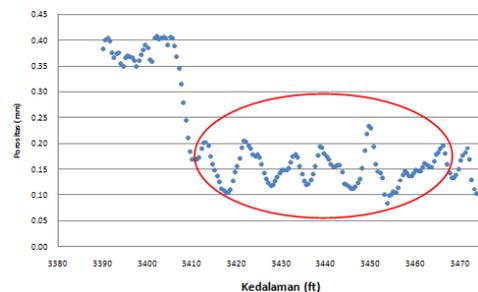


Gambar 4. Hubungan densitas batuan dengan kedalaman sumur eksplorasi



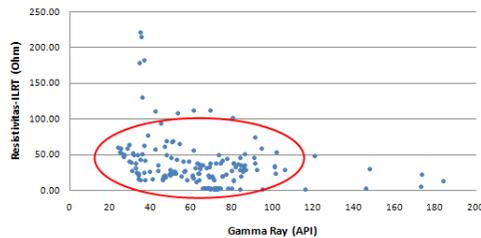
Gambar 5. Perlakuan *gamma ray* terhadap porositas batuan

Dari kisaran 30 API sampai dengan 90 API porositas batuan berada dalam kelompok yang homogen di kisaran 0.09 mm hingga 0,25 mm. Ini membuktikan keseragaman batuan yang memberikan dampak bahwa batuan tersebut merupakan batuan yang seragam dan memberikan informasi keberadaan positif anomali hidrokarbon. Sehingga dapat dijelaskan lebih jauh keberadaan batuan dengan porositas batuan berada pada kedalaman yang serupa dengan informasi yang diberikan oleh densitas batuan. Gambar 5 yang merupakan hubungan porositas batuan dengan kedalaman menunjukkan informasi pola atau kecenderungan porositas 0.09 mm hingga 0,25 mm berada pada posisi yang homogeny seragam di kedalaman antara 3420 ft hingga 3470 ft. Kedalaman ini memberikan informasi yang sama seperti yang ditunjukkan oleh hubungan kedalaman dengan densitas batuan. Ini semakin menguatkan bahwa daerah kedalaman tersebut merupakan daerah anomali hidrokarbon positif.



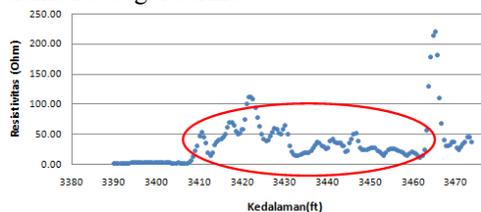
Gambar 6. Hubungan porositas batuan dengan kedalaman sumur eksplorasi

Hasil yang didapatkan dari parameter fisis densitas dan porositas batuan telah memberikan makna bahwa terdapat keseragaman pola atau trend keberadaan anomali positif hidrokarbon di areal sumur eksplorasi. Untuk memperkuat parameter fisis diatas, maka perlakuan *neutron gamma ray* juga dapat di amati dari parameter fisis resistivitas batuan, dapat diamati pada gambar 6, dibawah ini :



Gambar 7. Perlakuan *gamma ray* terhadap resistivitas batuan

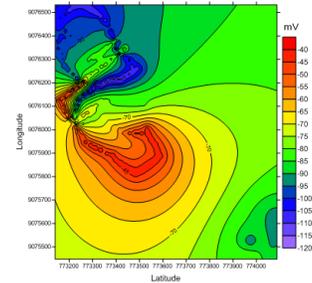
Gambar 6 menunjukkan bahwa pada 30 API hingga 90 API berada pada kisaran resistivitas 2 Ω m hingga 60 Ω m, maka daerah tersebut merupakan daerah yang memiliki konduktivitas yang tinggi dan menunjukkan keberadaan anomali positif dari hidrokarbon. Gambar 7 yang menunjukkan kesesuaian areal kedalaman yang berkaitan dengan konduktivitas yang tinggi dapat diamati sebagai berikut:



Gambar 8. Hubungan resistivitas batuan dengan kedalaman sumur eksplorasi

Terlihat bahwa kedalaman yang ditunjukkan oleh gambar 7 berkisar dari 3420 ft hingga 3470 ft merupakan daerah dengan resistivitas yang seragam yang memberikan informasi keberadaan anomali positif adanya hidrokarbon dan memberikan penguatan bagi parameter-parameter fisis sebelumnya.

Parameter-paramter yang telah menunjukkan keberadaan anomali positif hidrokarbon dapat dipertegas dengan sebaran potensial yang berada diantara sumur eksplorasi dengan menggunakan parameter fisis *self potential*, Nampak sebaran pada gambar berikut.



Gambar 9. Sebaran *self potential* di sumur eksplorasi

Nampak terlihat bahwa nilai potensial menunjukkan nilai semakin besar kenegatifannya, yang berarti bahwa nilai negative yang paling kecil merupakan daerah anomali positif hidrokarbon dan semakin besar kenegatifannya menunjukkan keberadaan fluida murni.

KESIMPULAN DAN SARAN

Sumur eksplorasi yang memiliki kedalaman antara 3380 – 3480 ft mendapatkan pengukuran *well log* dengan menggunakan perlakuan *neutron gamma ray*. Parameter-parameter fisis yang berkaitan dengan perlakuan tersebut yaitu, densitas, porositas dan resistivitas batuan memberikan informasi keberadaan anomali positif adanya hidrokarbon pada kedalaman 3420 – 3470 ft. Parameter densitas di kedalaman tersebut adalah 2,00 – 2,50 g/cc, sedangkan porositas batuan memiliki nilai sebesar 0,09 – 0,25 mm, dan resistivitas pada kedalaman tersebut adalah 2 Ω m hingga 60 Ω m. Pada sebaran *self potential* Nampak dengan jelas keberadaan anomali positif hidrokarbon dengan nilai kenegatifan yang kecil daripada sekitarnya

DAFTAR PUSTAKA

- Harsono, A. 1997. "Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log". Schlumberger Oil Field Service. Jakarta.
- Schlumberger. 1989. "Log Interpretation Principles / Applications". Schlumberger Educational Services. United States of America.
- Sudarmo, Yan. 2003. "Interpretasi Data Log Open Hole". Log Data Management PT. Elnusa Geosains. Jakarta
- Telford, W.M. dkk. 1976. *Applied Geophysics*. Edisi kedua. Cambridge University Press. London.