

**PROSPEK RESERVOIR HIDROKARBON PADA FORMASI GABUS(ZONA-1),
CEKUNGAN NATUNA BARAT BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA DAN
ANALISIS FASIES****Muhammad Farhan Ramadhan*¹, Yuyun Yuniardi¹, Reza Mohammad¹, Haniva Navilova²**¹Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran, Bandung,²Medco E&P Indonesia*Korespondensi: ramadhan.farhan25@gmail.com**ABSTRAK**

Lapangan FR merupakan salah satu lapangan minyak dan gas bumi yang terletak di Cekungan Natuna Barat, Penelitian ini difokuskan pada Formasi Gabus (Zona-1) sebagai zona prospek reservoir. Penelitian ini menggunakan data sumur (44 sumur) dan data *conventional core*. Berdasarkan analisis litofasies, pada Lapangan FR terdapat sembilan jenis litofasies, yaitu serpih masif, batupasir halus bioturbasi, batupasir halus lentikular, batupasir halus masif, dan batulempung masif, batupasir halus *ripple* laminasi, batupasir kasar masif, batulempung karbonan, dan batulempung *root cast*. Hasil analisis elektrofases menunjukkan adanya pola log *bell shape* dan *funnel shape*. Berdasarkan analisis batuan inti dan elektrofases, asosiasi fasies pada interval reservoir diinterpretasikan *tributary channel* dan *tributary mouthbar* serta diinterpretasikan berada pada lingkungan pengendapan *tributary channel* pada sistem delta. Nilai analisis properti petrofisika pada Formasi Gabus Zona-1 pada *pay zones* di Lapangan FR adalah *clay volume* berkisar antara 23.3% – 32.7%, porositas efektif berkisar antara 9.7% - 13.8%, dan saturasi air berkisar antara 53.6% - 76.6%. Hasil evaluasi perhitungan petrofisika didapatkan zona reservoir terbaik terdapat pada sumur A-14 dan A-15 dengan fasies *tributary channel* karena zona tersebut memiliki penyebaran yang baik pada daerah penelitian.

Kata kunci: Cekungan Natuna Barat, litofasies, elektrofases, asosiasi fasies, properti petrofisika.

ABSTRACT

The FR Field is one of the oil and natural gas fields located in the West Natuna Basin. This research focuses on Gabus Zone-1 Formation as a prospective reservoir zone. This research utilizes well data (44 wells) and conventional core data. Based on lithofacies analysis, there are nine types of lithofacies in the FR Field, including massive shale, fine sandstone with bioturbation, lenticular fine sandstone, massive fine sandstone, massive claystone, fine sandstone with ripple laminations, massive coarse sandstone, carbonaceous claystone, and root cast claystone. The electrofacies analysis results show bell-shaped and funnel-shaped log patterns. Based on core and electrofacies analysis, the facies association in the reservoir interval is interpreted as tributary channel, and tributary mouth bar, and it is interpreted to be within the tributary channel depositional environment in a deltaic system. The analysis of petrophysical properties in Gabus Zone-1 Formation in the pay zones of the FR Field range from clay volume of 23.3% to 32.7%, effective porosity of 9.7% to 13.8%, and water saturation of 53.6% to 76.6%. The evaluation results of petrophysical calculations indicate that the best reservoir zone is found in wells A-14 and A-15 with tributary channel facies, as this zone has good distribution within the study area.

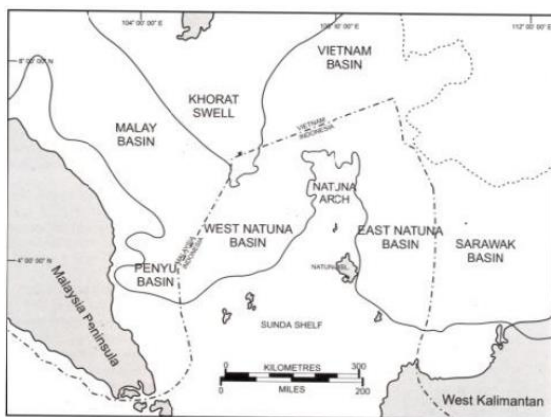
Keywords: West Natuna Basin, lithofacies, electrofacies, facies association, Petrophysical Properties

PENDAHULUAN

Natuna memiliki dua cekungan yang berkembang yaitu Cekungan Natuna Barat dan Cekungan Natuna Timur yang dipisahkan oleh Natuna Arch. Cekungan Natuna Barat merupakan salah satu cekungan sedimentasi yang terletak di perairan Natuna, Indonesia. Cekungan Natuna Barat merupakan salah satu cekungan yang memiliki prospek hidrokarbon yang ada di Indonesia dan sudah dieksplorasi sejak tahun 1970-an hingga saat ini. Salah satu lapangan yang terdapat di Cekungan Natuna Barat ini ialah Lapangan FR (**Gambar 1**) yang merupakan lapangan produksi. Pada lapangan FR ini berkembang beberapa formasi, salah satunya ialah Formasi Gabus.

Formasi Gabus merupakan salah satu formasi geologi yang memiliki potensi sebagai reservoir hidrokarbon yang baik di Cekungan Natuna Barat. Formasi Gabus berumur oligosen – miosen awal yang merupakan sedimen *post-rift* yang terbentuk sebagai *channel*, *sand bar*, dan *splay* dari sistem delta. Formasi Gabus khususnya zona-1 inilah yang merupakan salah satu target reservoir pada penelitian.

Studi mengenai prospek reservoir hidrokarbon dengan metode batuan inti dan log sumur dapat dilakukan untuk mengetahui fasies, fasies pengendapan dan sebarannya, serta untuk mengetahui nilai properti petrofisikanya pada interval Formasi Gabus Zona-1.



Gambar 1 Lokasi Lapangan FR (Modifikasi dari Darman, 2000)

GEOLOGI REGIONAL

Fisiografi Regional

Cekungan Natuna Barat merupakan cekungan *intra-continental rift* yang terletak di tengah Laut Cina Selatan pada Paparan Sunda (Darman dan Sidi, 2000). Cekungan ini dibatasi oleh *Khorat Swell* pada bagian utara, tinggian Paparan Sunda pada bagian selatan, Cekungan Malay pada bagian barat laut dan Cekungan Penyu pada bagian barat daya yang dibatasi oleh *Tenggol Arch* pada bagian barat, dan *Natuna Arch* pada bagian timur. Orientasi struktur utama dari cekungan Natuna Barat adalah barat laut-tenggara dan timur laut-barat daya, yang terbentuk karena pembukaan Laut Cina Selatan pada kerak benua (Paparan Sunda) di bagian timur dan kolisi antara Lempeng Asia dan Lempeng Indonesia di bagian barat.

Tektonik Regional

Secara umum, Cekungan Natuna Barat terbagi ke dalam empat megasikuen tektonostratigrafi, antara lain:

a. *Syn-Rift* (Eosen Akhir-Oligosen Awal)

Pada tahap ini, terdapat aktivitas tektonik bergaya ekstensional yang menghasilkan pembukaan Laut Cina Selatan. Akibatnya, terjadi pergerakan kolisi antara Lempeng Pasifik dan Lempeng Asia, membentuk zona subduksi yang mengakibatkan terbentuknya sesar dengan arah timur laut-barat daya di bagian timur, dan bertumbukan antara Lempeng India dan Lempeng Asia yang menghasilkan sesar dengan arah barat laut-tenggara di bagian barat.

b. *Post-Rift* (Oligosen Tengah-Miosen Awal)

Pada periode ini, terdapat aktivitas tektonik yang cenderung pasif, namun masih terdapat tanda-tanda aktivitas tektonik ekstensional dengan arah timur-barat. Pada kala Miosen Awal, sesar-sesar yang mengontrol cekungan menjadi pasif. Selama fase tektonik ini,

cekungan umumnya diisi oleh endapan sedimen laut.

c. *Syn-Inversion* (Miosen Tengah-Miosen Akhir)

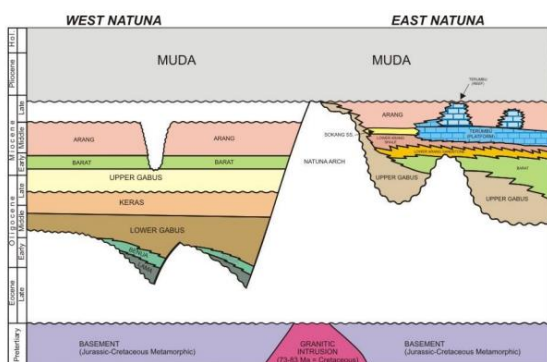
Periode tektonik ini diawali dengan terjadinya kolisi antara Lempeng Australia dan Lempeng Asia Tenggara yang menyebabkan rotasi berlawanan arah jarum jam pada lempeng benua yang mencakup Malaya Selatan, Sumatera, dan Borneo. Hal ini juga menyebabkan perubahan aktivitas tektonik dari ekstensional menjadi kompresional membentuk tektonik inversi yang mengangkat sistem graben dan half graben.

d. *Post-Inversion* (Miosen Akhir-Resen)

Pada fase tektonik ini, terjadi aktivitas tektonik yang cenderung pasif (Tjia, 2014) dan material-material sedimen yang mengisi cekungan dibatasi oleh ketidakselarasan. Selama fase ini, Cekungan Natuna Barat didominasi oleh endapan-endapan material sedimen laut.

Stratigrafi Regional

Menurut Darman Sidi, (2000) formasi pembentuk tatanan stratigrafi pada Cekungan Cekungan Natuna Barat dari tua ke muda (**Gambar 2**), yaitu : Formasi Lama, Formasi Benua, Formasi *Lower* Gabus, Formasi Keras, Formasi *Upper* Gabus, Formasi Barat, Formasi Arang, dan Formasi Muda.



Gambar 2 Stratigrafi Cekungan Natuna (Darman, 2000)

Petroleum System Cekungan Natuna Barat

Menurut Hakim dkk (2008) *Petroleum System* di Cekungan Natuna Barat melibatkan berbagai unsur. *Source rock* terdapat di Formasi Benua, Keras, dan Barat. Reservoir terbentuk dari lapisan Formasi Gabus bagian bawah dan atas, serta Formasi Arang. Batuan penutup atau *Seal rock* diwakili oleh Formasi Barat untuk menutup Formasi Gabus bagian atas dan Formasi Keras untuk menutup Formasi Gabus bagian bawah. Perangkap (*Trap*) dalam cekungan ini meliputi struktur antiklin dan *trap* stratigrafi seperti *crevasse splay* dan *stratigraphic pinchout* serta kombinasi dari perangkap struktur dan stratigrafi juga ditemukan pada sesar normal di sepanjang bagian selatan dari cekungan, *Migration* atau arah migrasi fluida hidrokarbon di Cekungan Natuna Barat terjadi sedikit lebih awal dari waktu inversi pertama yaitu pada Oligosen.

Migrasi lateral terjadi langsung dari *source rock* menuju reservoir, sedangkan migrasi vertikal terjadi melewati jalur-jalur patahan

METODE PENELITIAN

Untuk mencapai tujuan dari penelitian ini yaitu menentukan prospek reservoir Formasi Gabus Zona-1, metode yang digunakan pada penelitian ini berupa analisis kualitatif dan analisis kuantitatif yang diaplikasikan pada 44 sumur penelitian menggunakan data log sumur, data batuan inti, data *mudlog*, dan data analisis laboratorium. Penelitian ini diawali dengan tahap studi literatur dan tahap pengumpulan data yang dibutuhkan, dapat dilihat pada.

Analisis batuan inti meliputi identifikasi jenis litologi, tekstur batuan, struktur sedimen, tingkat bioturbasi, serta indikasi adanya hidrokarbon. Deskripsi batuan inti dapat digunakan untuk membantu

menganalisis fasies serta lingkungan pengendapan batuan.

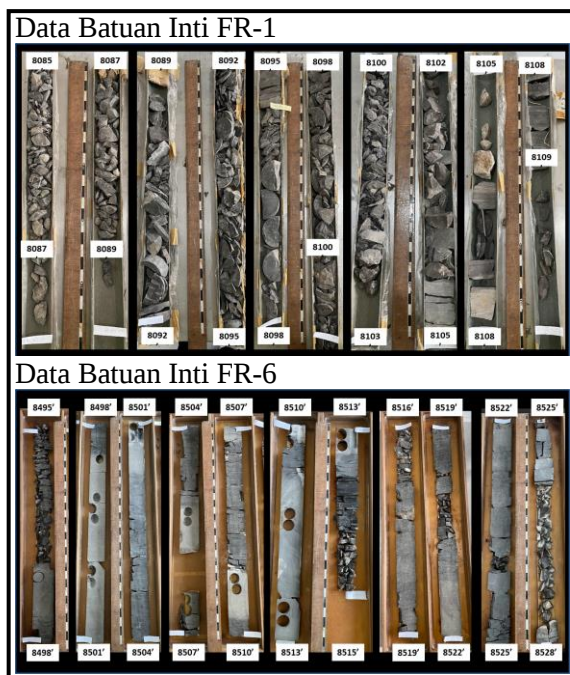
Analisis data log sumur dan analisis petrofisika meliputi perhitungan kandungan serpih, porositas, saturasi air, dan penentuan nilai *cut-off*. Hal ini dilakukan untuk mengetahui karakteristik batuan pada bawah permukaan, guna mengetahui zona atau interval di dalam sumur yang memiliki potensi hidrokarbon serta sifat-sifat petrofisikanya (*Pay Summary*).

Hasil dari analisis fasies dan analisis petrofisika digunakan untuk menentukan persebaran *sand* dan menentukan reservoir produktif dalam bentuk peta *isopach*.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisis Fasies

Data batuan inti diperoleh dari sumur FR-1 pada interval 8085 ft – 8109 ft MD (*Measured Depth*) dan dari sumur FR-6 pada interval 8495 ft -8528 ft (*Measured Depth*). Data batuan inti dapat dilihat pada (**Gambar 3**)



Gambar 3 Data Batuan Inti Pada Lapangan FR

Litofasies pada interval penelitian dari kedua sumur tersebut terdiri dari 9 litofasies, yaitu :

a. Batulempung Masif

Litofasies ini dicirikan oleh batulempung berwarna abu kehitaman, berukuran butir lempung, porositas buruk, kekerasan getas, struktur masif, dan non karbonatan.

b. Batulempung *Root Cast*

Litofasies ini dicirikan oleh batulempung berwarna abu kecoklatan, berukuran butir lempung, porositas buruk, kekerasan getas, ditemukan *root cast*, dan non karbonatan.

c. Batulempung Karbonan

Litofasies ini dicirikan oleh batulempung berwarna hitam keabu-abuan, berukuran butir lempung, porositas buruk, kekerasan getas, mengandung karbon, dan non karbonatan.

d. Batupasir Halus Masif

Litofasies ini dicirikan oleh batupasir berwarna putih keabu-abuan, berukuran butir pasir halus, bentuk butir *sub-rounded*, sortasi baik, kemas tertutup, porositas buruk, kekerasan kompak, struktur masif, dan non karbonatan.

e. Batupasir Kasar Masif

Litofasies ini dicirikan oleh batupasir berwarna putih keabu-abuan, berukuran butir pasir kasar, bentuk butir *sub-angular*, sortasi buruk, kemas terbuka, porositas buruk, kekerasan kompak, struktur masif, dan non karbonatan.

f. Batupasir Halus *Ripple* Laminasi

Litofasies ini dicirikan oleh batupasir berwarna abu kehitaman, berukuran butir pasir halus, bentuk butir *sub-rounded*, sortasi baik, kemas tertutup, porositas buruk, kekerasan kompak, struktur *Ripple* laminasi, dan non karbonatan.

g. Batulanau Masif

Litofasies ini dicirikan oleh batupasir berwarna abu tua, berukuran butir lanau, bentuk butir *sub-rounded*, sortasi baik, kemas tertutup, porositas buruk, kekerasan

kompak, struktur masif, dan non karbonatan.

h. Batulanau Lentikular

Litofasies ini dicirikan oleh batupasir berwarna abu tua, berukuran butir lanau, bentuk butir *sub-rounded*, sortasi baik, kemas tertutup, porositas buruk, kekerasan kompak, struktur masif, dan non karbonatan.

i. Batupasir Halus Bioturbasi

Litofasies ini dicirikan oleh batupasir berwarna putih keabu-abuan, berukuran butir pasir halus, bentuk butir *sub-rounded*, sortasi baik, kemas tertutup, porositas buruk, kekerasan kompak, terdapat bioturbasi, dan non karbonatan.

A. Asosiasi Fasies *Distributary Channel*

Deskripsi batuan inti pada sumur FR-1 menunjukkan bahwa pada interval 8085ft - 8109ft MD (*Measured Depth*), terdiri atas 7 litofasies, yaitu: Batulempung masif, batulempung *root cast*, batulempung karbonan, batupasir halus masif, batupasir kasar massif, batupasir halus *ripple laminasi*, dan batulanau masif. Berdasarkan karakteristik dari litologi dan struktur sedimen yang terdapat pada interval 8085ft – 8109ft (*Measured Depth*) pada sumur FR-1, maka 7 litofasies diinterpretasikan memiliki asosiasi fasies *distributary Channel*. Kemudian hal ini disepadankan dengan respon log sinar gamma pada sumur FR-1, dimana respon log yang terbentuk pada sumur FR-1 menunjukkan pola respon *bell-shaped* yang merupakan respon log sinar gamma pada fasies pengendapan *distributary channel*. Analisis ini dapat dilihat pada (Tabel 1).

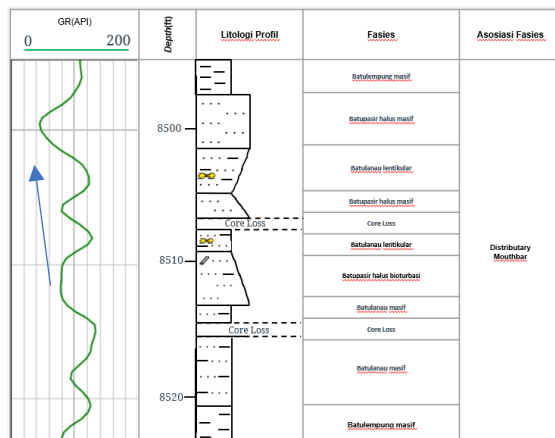
Tabel 1 Interpretasi Litofasies Dan Elektrofases Pada Sumur FR-1

GR(API)	Depth(ft)	Litologi Profil	Fasies	Asosiasi Fasies
0	200			
	8090		batulempung masif	Distributary Channel
			batulempung root cast	
			batulempung karbonan	
	8100		batupasir halus masif	
			batupasir kasar masif	
			batupasir halus ripple laminasi	
			batulanau masif	

B. Asosiasi Fasies *Distributary Mouth Bar*

Deskripsi batuan inti pada sumur FR-6 menunjukkan bahwa pada interval 8495ft - 8528ft MD (*Measured Depth*), terdiri atas 5 litofasies, yaitu: batulempung masif, batulanau masif, batupasir halus masif, batulanau lentikular, dan batupasir halus bioturbasi. Berdasarkan karakteristik dari litologi dan struktur sedimen yang ada pada interval 8085ft -8109ft (*Measured Depth*) pada sumur FR-6, maka 5 fasies diinterpretasikan memiliki asosiasi fasies *Distributary Mouthbar*. Kemudian hal ini disepadankan dengan respon log sinar gamma pada sumur FR-6, dimana respon log yang terbentuk pada sumur FR-6 menunjukkan pola respon *funnel-shaped* yang merupakan respon log sinar gamma pada fasies pengendapan *distributary mouth bar*. Analisis ini dapat dilihat pada (Tabel 2).

Tabel 2 Interpretasi Litofasies Dan Elektrofases Pada Sumur FR-6



Analisis Petrofisika

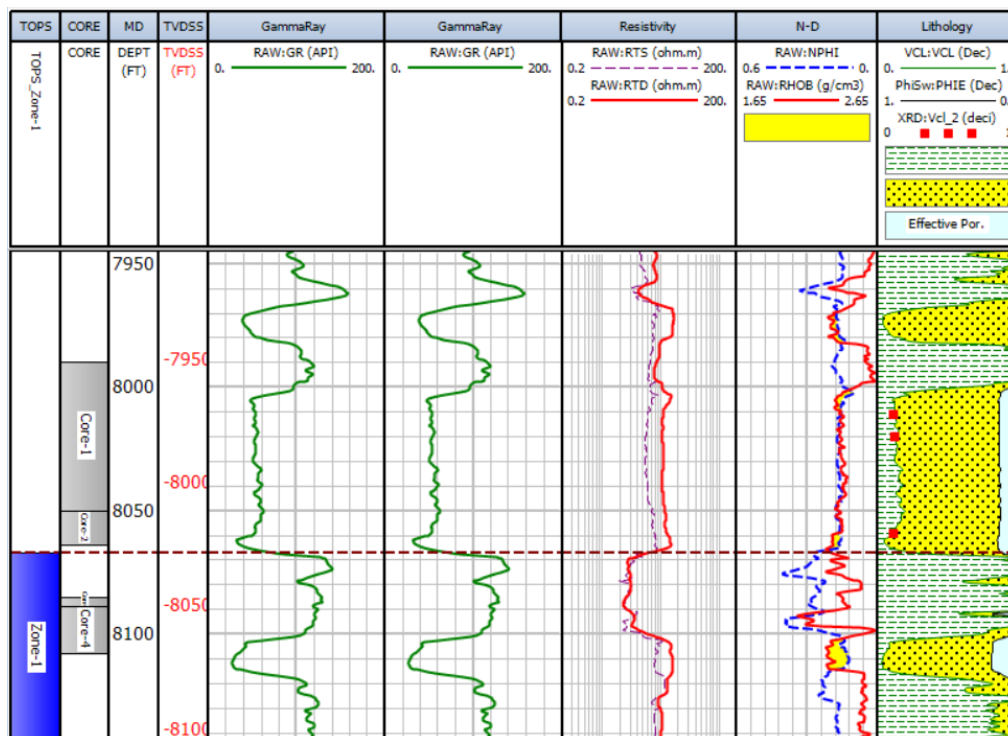
Perhitungan petrofisika bertujuan untuk mengetahui nilai properti petrofisika meliputi dari analisis kandungan serpih (Vsh), porositas (PHIE), dan saturasi air (Sw). Dalam pembahasan ini akan difokuskan pada sumur kunci, yaitu sumur FR-1 dan FR-6, kemudian akan

diperlakukan sama kepada 42 sumur lainnya.

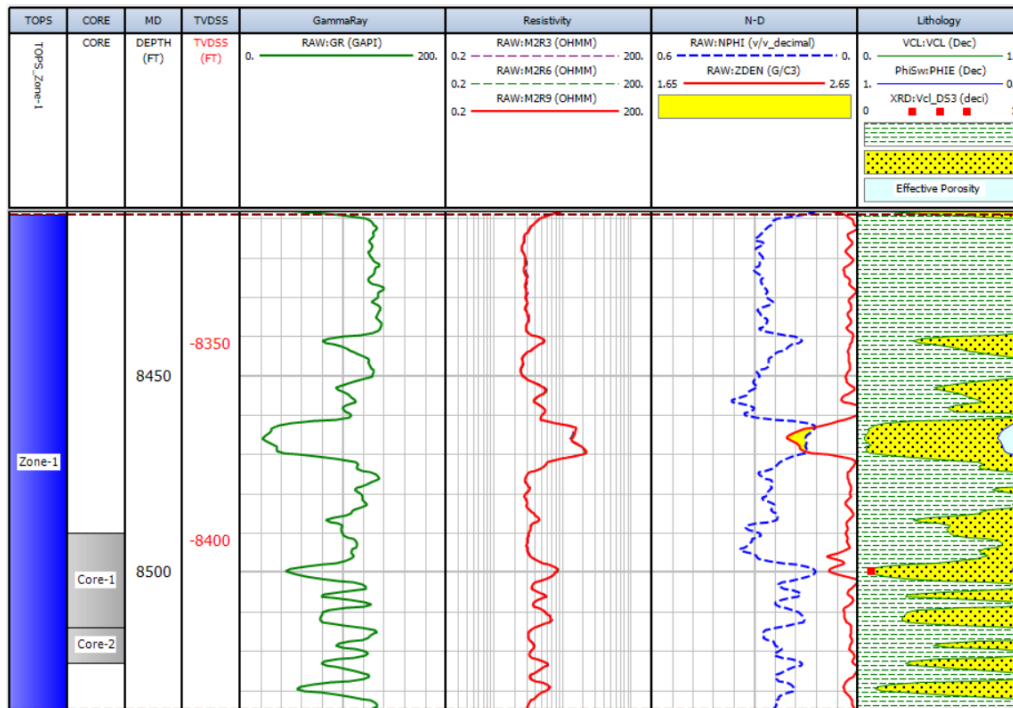
a. Perhitungan Kandungan Serpih

Dalam penentuan metode yang digunakan perlu dilakukan perbandingan nilai dari beberapa metode yang ada seperti metode linear, clavier, steiber, dan Larionov (Asquith and Krygowski, 2004) yang nantinya akan divalidasi dengan data *core* yaitu *X-Ray Diffraction* (XRD). Dalam hal ini metode yang digunakan dalam memperhitungkan kandungan serpih pada penelitian ini adalah metode larionov (*young rock*). Hal ini dikarenakan metode larionov merupakan metode yang paling sesuai dengan karakteristik batuan pada

Lapangan FR. Hasil analisis perhitungan petrofisika pada sumur FR-1 dapat dilihat pada (**Gambar 4**) dan sumur FR-6 pada (**Gambar 5**).



Gambar 4 Perhitungan volume shale pada Sumur FR-1

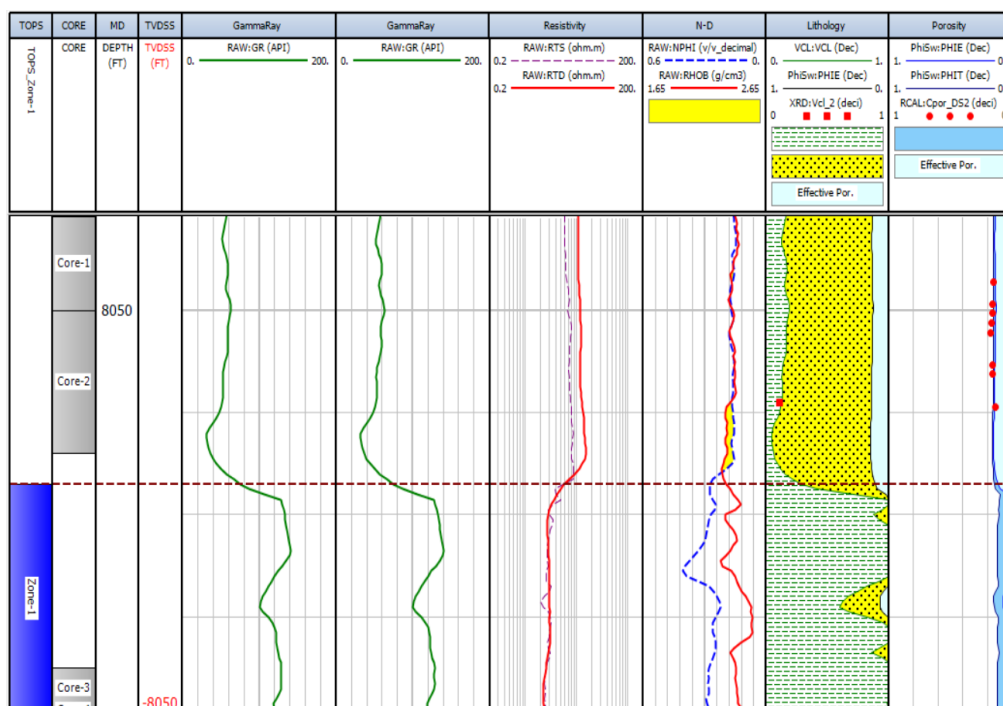


Gambar 5 Perhitungan volume shale pada Sumur FR-6

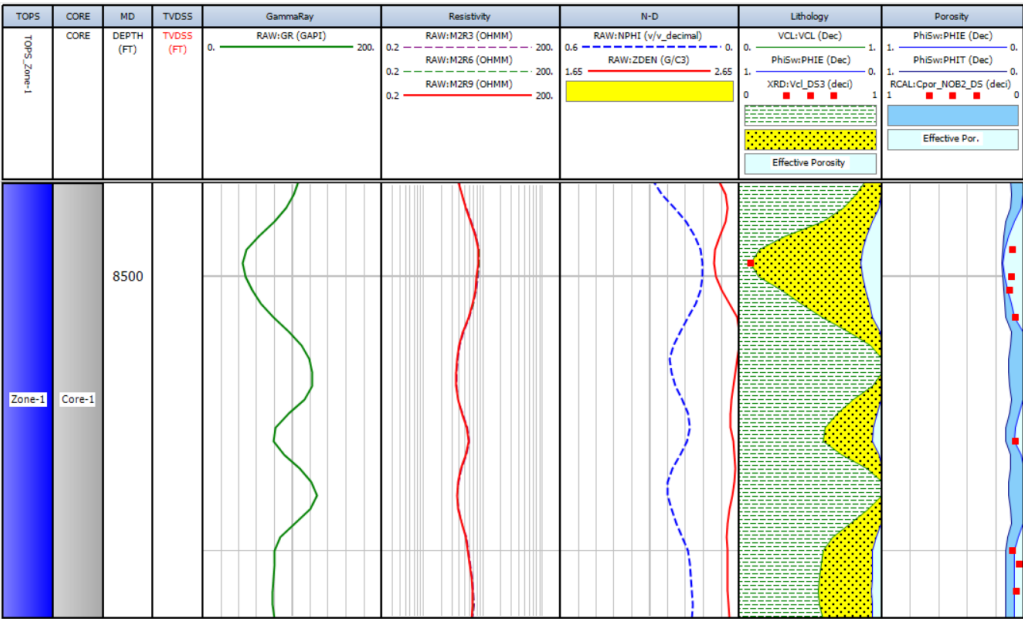
b. Perhitungan Porositas

Dalam penentuan metode yang digunakan perlu dilakukan perbandingan nilai dari beberapa metode yang ada seperti metode neutron, density, dan neutron-density yang nantinya akan divalidasi dengan data *core* yaitu *routine core analysis* (RCAL). Dalam

penelitian ini metode yang digunakan ialah metode neutron-density dikarenakan pada perhitungan ini juga memperhitungan dari perhitungan kandungan serpih sebelumnya. Hasil dari perhitungan analisis porositas pada sumur FR-1 dapat dilihat pada (Gambar 6) dan sumur FR-6 pada (Gambar 7).



Gambar 6 Perhitungan Porositas Total Dan Porositas Efektif Pada Sumur FR-1

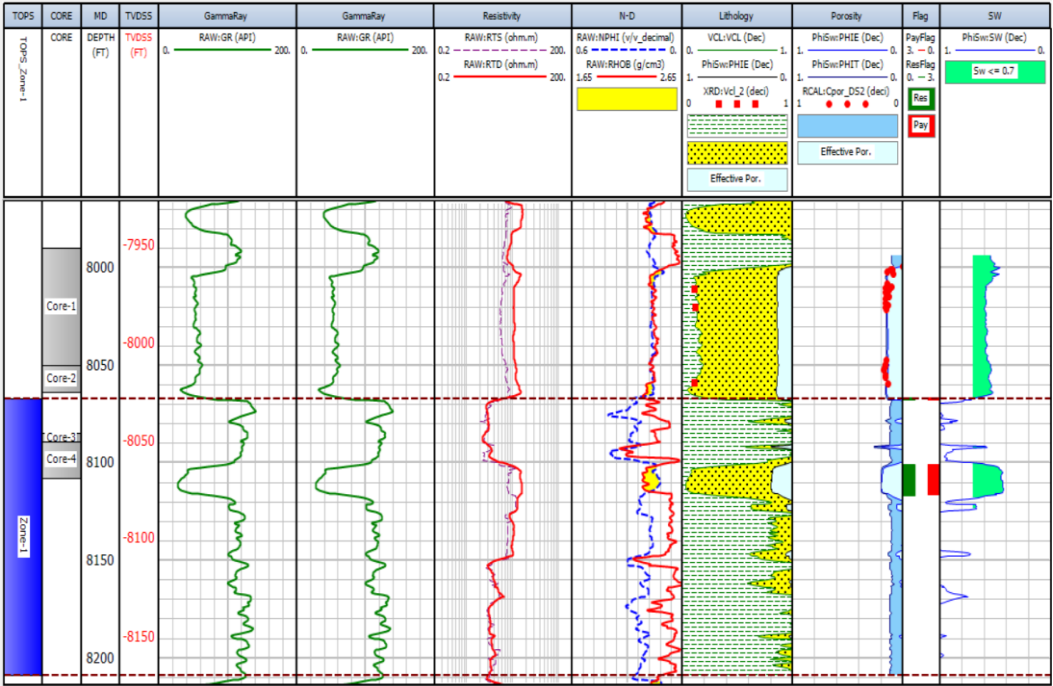


Gambar 7 Perhitungan Porositas Total Dan Porositas Efektif Pada Sumur FR-6

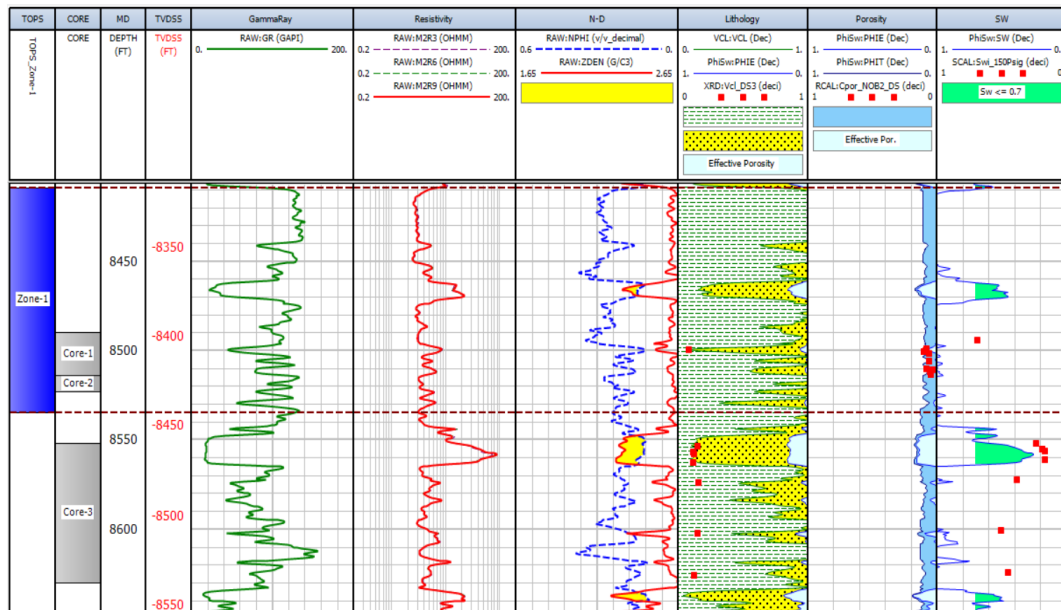
c. Perhitungan Saturasi Air

Dalam penentuan metode yang digunakan perlu dilakukan perbandingan nilai dari beberapa metode yang ada seperti metode archie, fertl, simandoux, dan indonesia yang nantinya akan divalidasi dengan data core yaitu special core

analysis (SCAL). Dalam penelitian ini menggunakan metode Indonesia dikarenakan persamaan Indonesia dipergunakan untuk litologi *shaly-sand* yang memiliki salinitas rendah. Hasil dari perhitungan analisis saturasi air pada sumur FR-1 dapat dilihat pada (Gambar 8) dan sumur FR-6 pada (Gambar 9).



Gambar 8 Hasil Perhitungan Saturasi Air pada Sumur FR-1



Gambar 9 Hasil Perhitungan Saturasi Air pada Sumur FR-6

d. Perhitungan Cut Off

Dalam penentuan nilai *cut off* kandungan serpih, porositas, dan saturasi air digunakan metode *sensitivity* dan metode histogram. Dimana metode *sensitivity* menentukan nilai *cut off* Ketika nilai maksimal dari *vshale* atau porositas atau saturasi air mengalami penurunan, sedangkan untuk metode histogram menentukan dengan memisahkan dua nilai *peak* dari *vshale* atau porositas atau saturasi air. Nilai *cut off Vshale* didapat ≤ 0.43 , nilai *cut off* porositas didapat ≥ 0.07 , nilai *cut off* saturasi air didapat ≤ 0.7 .

e. Pay Summary

Gross reservoir adalah interval keseluruhan lapisan reservoir yang ditentukan secara stratigrafi, termasuk segmen lapisan reservoir yang dianggap tidak produktif karena belum memenuhi nilai *cut off* dari parameter-parameter petrofisika. *Net sand* adalah interval lapisan formasi yang sudah dipisahkan interval *clay*-nya menggunakan parameter *cut off Vshale*, *Net Reservoir* adalah ketebalan batuan reservoir yang mampu menyimpan hidrokarbon setelah dihilangkan interval porositas rendah dengan nilai *cut off Vshale* dan PHIE. *Netpay* adalah ketebalan batuan reservoir produktif setelah dihilangkan interval

reservoir yang mengandung saturasi air yang tinggi dengan menggunakan nilai *cut off Vshale*, PHIE, dan Saturasi. Hasil dari perhitungan petrofisika dapat dilihat pada (Tabel 3).

Analisis Peta Isopach

Setelah mendapatkan *pay summary* dari analisis petrofisika dan mendapatkan fasies pengendapan dari analisis litofasies dan elektrofisies, dapat dilakukan pembuatan peta isopach dan menentukan prospek reservoir yang diawali dengan melakukan korelasi sumur yang mendapatkan 13 lintasan (Gambar 10 dan 11), untuk yang berorientasi barat daya-timur laut atau *strike section* didapat 5 lintasan dengan korelasinya dapat dilihat pada (gambar 12-16) dan untuk yang berorientasi barat laut-tenggara atau *dip section* didapat 8 lintasan dengan korelasinya dapat dilihat pada (Gambar 17-24). Hal ini untuk dapat menentukan *zona interest reservoir* yang kemudian dibantu dengan menggunakan peta struktur kedalaman dari dua marker yaitu *Top Zone-1* dan *Base Zone-1* yang didapatkan dari data sekunder dari PT. Medco Energi, setelah itu dilakukan pengurangan dari dua marker dalam bentuk permukaan untuk selanjutnya menghasilkan nilai *gross isochore*.

Kemudian memasukan nilai *cut off clay volume* untuk mendapatkan *sand thickness*. Hal ini dilakukan dengan tujuan untuk pembuatan peta *net sand* pada daerah penelitian, dengan cara melihat pola tinggian dan rendahan yang diwakilkan oleh indeks warna serta ketebalan dari *sand*

A) Pemetaan Geometri Reservoir

Langkah awal dilakukan dengan menciptakan poligon pada *interest zone*, bertujuan untuk mengatur batas wilayah kerja, dan melibatkan seluruh sumur penelitian untuk pemetaan yang komprehensif. Proses selanjutnya adalah transformasi menjadi titik-titik ketebalan pada interval reservoir mulai dari base zone-1 hingga top zone-1, diikuti oleh interpolasi nilai *sand thickness* di masing-masing sumur.

Setelah itu, dilakukan pembuatan poligon untuk saluran (*channel*) dan kontur berdasarkan data ketebalan yang telah diubah menjadi titik-titik sebelumnya. Analisis litofasies dan elektrofases pada setiap sumur memungkinkan identifikasi geometri reservoir, seperti *tributary channel* dan *tributary mouthbar*, yang direpresentasikan dalam peta ketebalan atau peta isopach (Gambar 25 dan 26). Pada korelasi M-M' dalam keadaan *flatten by top sand*, terlihat bahwa reservoir pada sumur di barat daya dan timur laut tidak saling terhubung.

Selanjutnya, peta *netpay* dibuat untuk menggambarkan zona-zona produksi minyak dan gas yang mengandung hidrokarbon komersial pada lapisan batuan tertentu, juga dikenal sebagai "*pay zones*". Peta *Netpay* diperoleh setelah memotong Peta *Isopach* pada kontak fluida menggunakan metode *Last Known Hydrocarbon*. Pendekatan ini melibatkan juga Peta Struktur Kedalaman pada interval reservoir di setiap sumur, yang kemudian di-*overlay* dengan peta *netpay*. Pada *lower channel* (Gambar 27), terdapat dua zona potensial untuk kandungan hidrokarbon, terutama pada sumur F-14 dan F-15. Pada

upper channel (Gambar 28), sumur R-07 menunjukkan satu zona yang tampaknya memiliki potensi yang lebih tinggi dalam menyimpan hidrokarbon dibanding sumur lainnya meskipun nilai *netpay*-nya tidak begitu tinggi.

5. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil analisis petrofisika didapatkan nilai rata-rata *clay volume* sebesar 23.3% – 32.7%, nilai rata-rata porositas sebesar 9.7% - 13.8%, dan nilai rata-rata saturasi air sebesar 53.6% - 76.6% dengan nilai *cut off clay volume* sebesar 0.43, *cut off porosity* sebesar 0.07, dan *cut off water saturation* sebesar 0.7

Fasies yang terdapat pada Formasi Gabus Zona-1 berjumlah 9 fasies yaitu serpih masif, batupasir halus bioturbasi, batupasir halus lentikular, batupasir halus masif, dan batulempung masif, batupasir halus ripple laminasi, batupasir kasar masif, batulempung karbonan, batulempung root cast. Fasies ini terbentuk di lingkungan pengendapan sistem delta.

Propek reservoir yang terdapat pada Formasi Gabus Zona-1 terletak pada sumur F-14 dan F-15 berdasarkan data *sand thickness* dan *net pay* dengan fasies *tributary channel*.

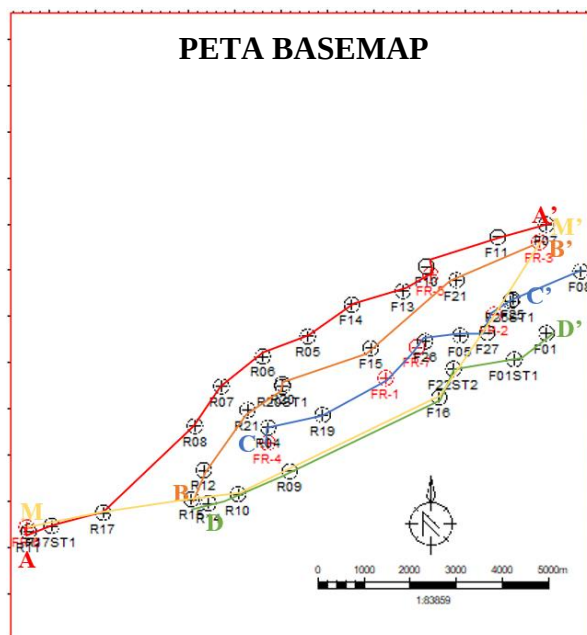
6. UCAPAN TERIMA KASIH

Terima kasih kepada PT. Medco E&P Indonesia yang telah memberikan kesempatan kepada penulis untuk dapat melakukan penelitian serta mempublikasikan hasil penelitian ini dalam bentuk artikel ilmiah. Penulis juga mengucapkan terima kasih kepada Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran yang telah memberikan bantuan dan dukungan selama penelitian dan penulisan artikel ilmiah ini.

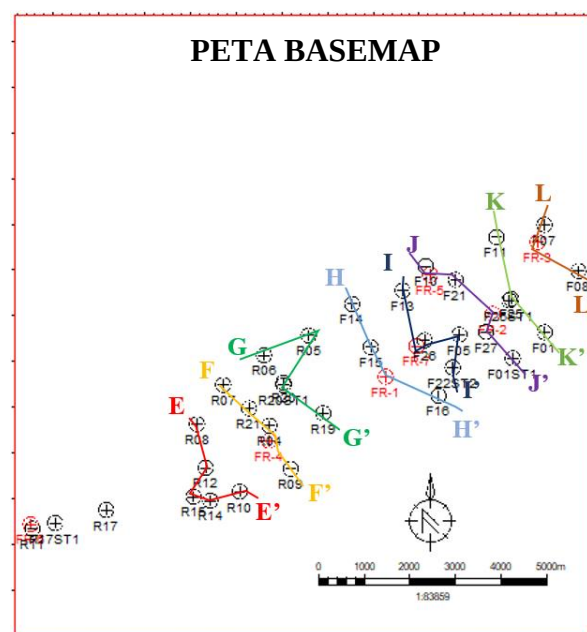
DAFTAR PUSTAKA

Asquith, & Krygowsky. (2004). Basic Well Log Analysis (Second Edition). Tulsa: AAPG.

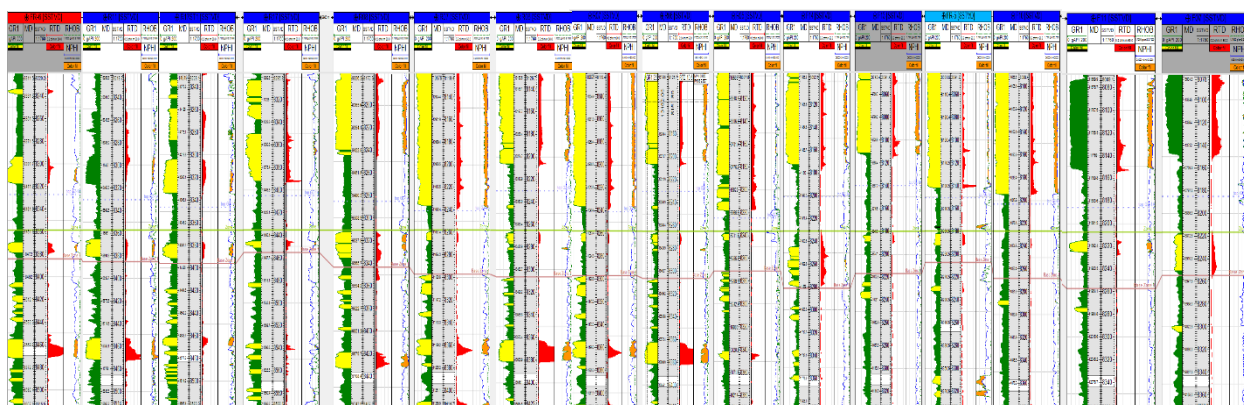
- Coleman, J. M. 1981. Deltas: Processes of Deposition and Models for Exploration, 2nd Eds. Boston: IHRDC Publication.
- Darman, H. dan Sidi, F. Hasan. 2000. An Outline of the Geology of Indonesia. Jakarta: Publikasi Ikatan Ahli Geologi Indonesia.
- Ginger, D. C., W. O. Ardjakusumah, R. J. Hedley, dan J. Potheary. 1993. Inversion History of the West Natuna Basin: Examples from the Cumi-Cumi PSC. Jakarta Proceedings of the Annual Convention and Exhibition of Indonesia Petroleum Association.
- Hakim, M. R. (2008). Hydrocarbon play of West Natuna basin and challenge for new exploration related to structural setting and stratigraphic succession, Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, Jakarta.
- Tjia, H. D. 2014. Wrench-Slip Reversal and Structural Inversion : Cenozoic Slide-Rule Tectonics in Sundaland. Indonesian Journal on Geoscience
- Kendall, C. G., Posamentier, H. W., Ross, C. A. dan Van Wagoner, J. C. (2003): Sea-Level Changes: An Integrated Approach: Tulsa, OK, Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Special Publication No. 42, 47-69.



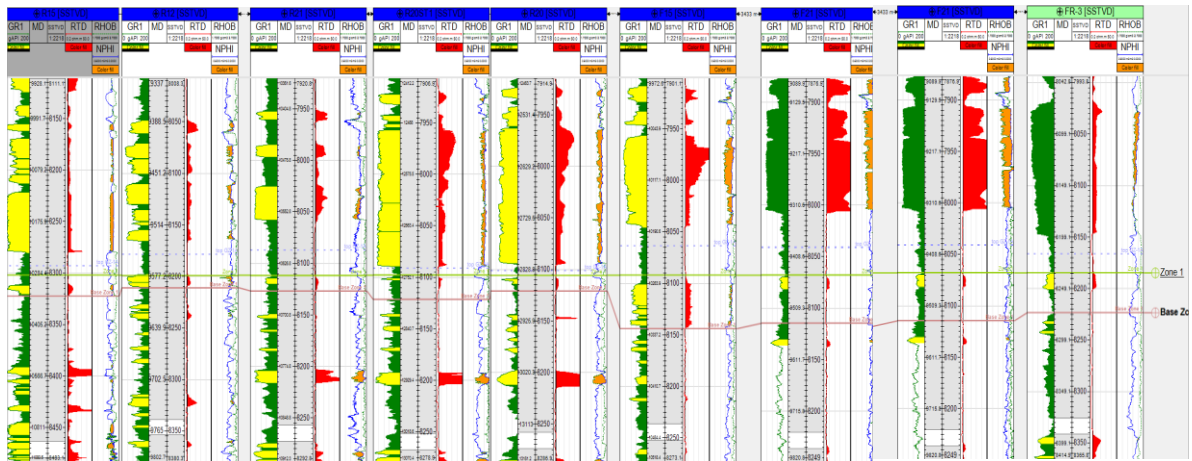
Gambar 10 Peta Lintasan Strike Section



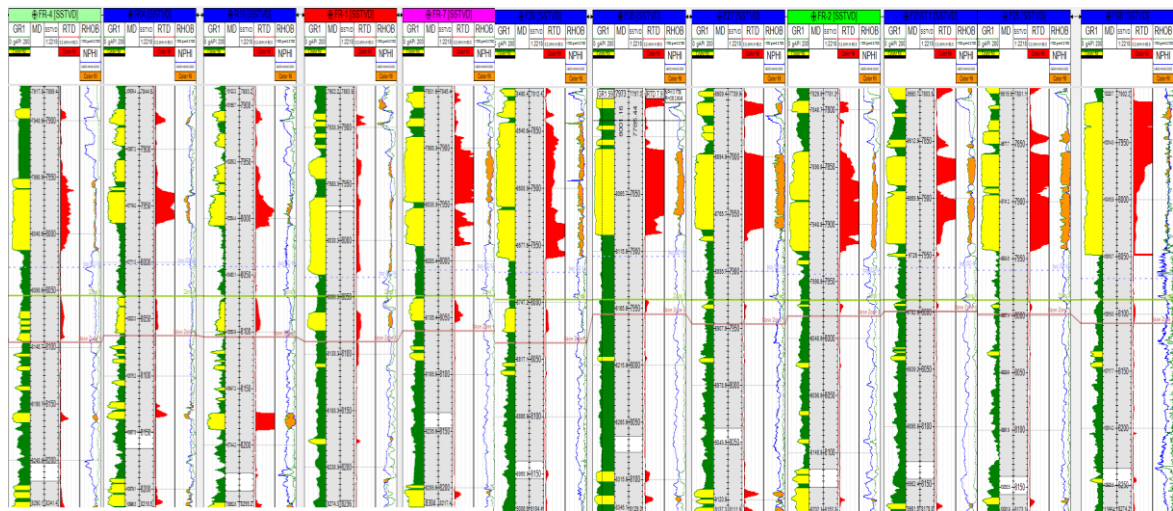
Gambar 11 Peta Lintasan Dip Section



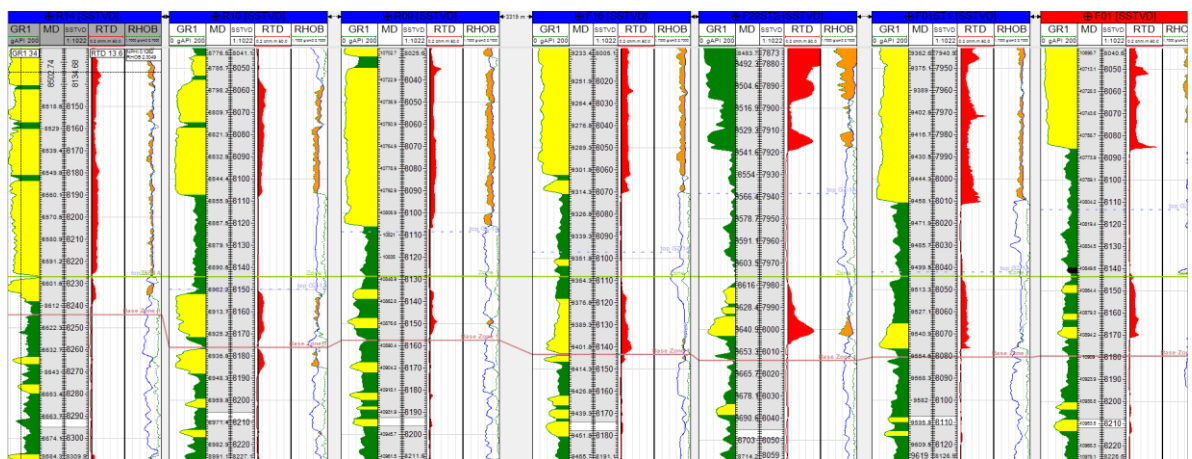
Gambar 12 Korelasi Sumur Strike Section A-A'



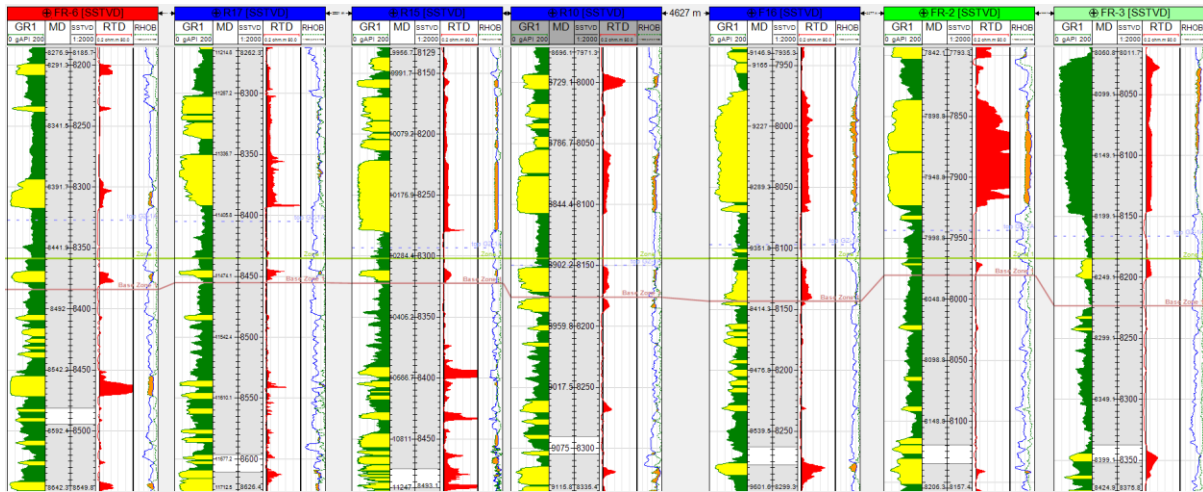
Gambar 13 Korelasi Sumur Strike Section B-B'



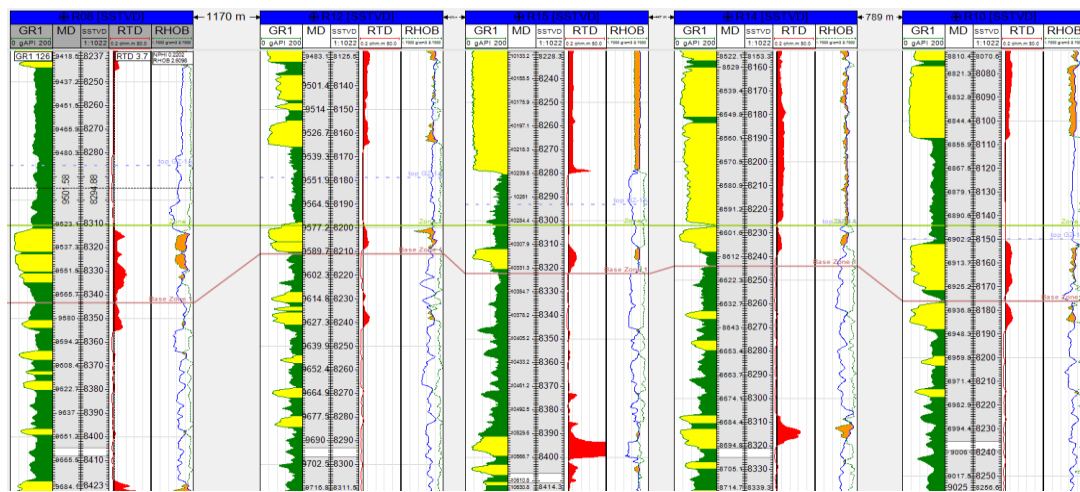
Gambar 14 Korelasi Sumur Strike Section C-C'



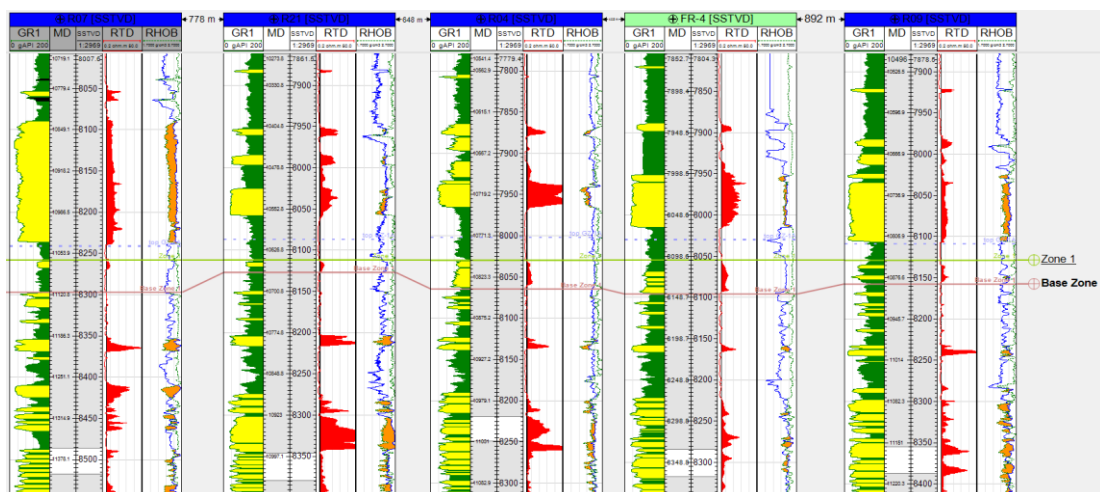
Gambar 15 Korelasi Sumur Strike Section D-D'



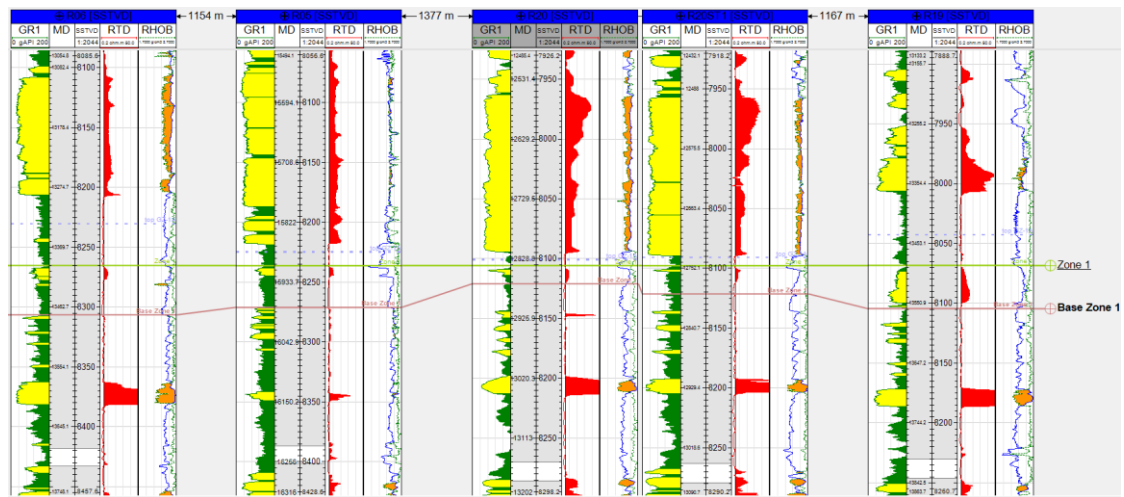
Gambar 16 Korelasi Sumur Strike Section M-M'



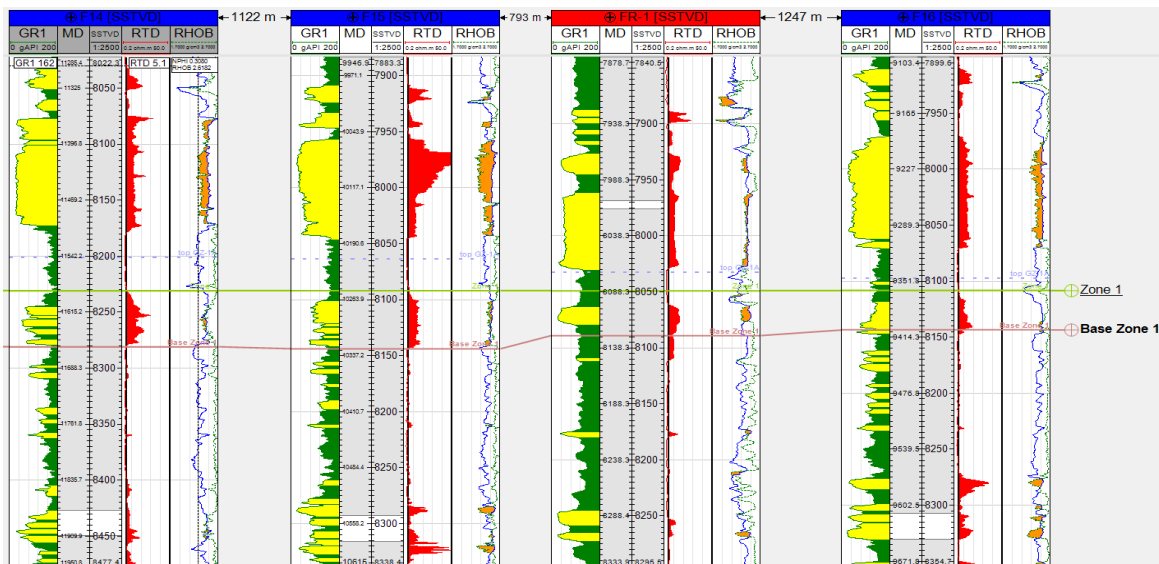
Gambar 17 Korelasi Sumur Dip Section E-E'



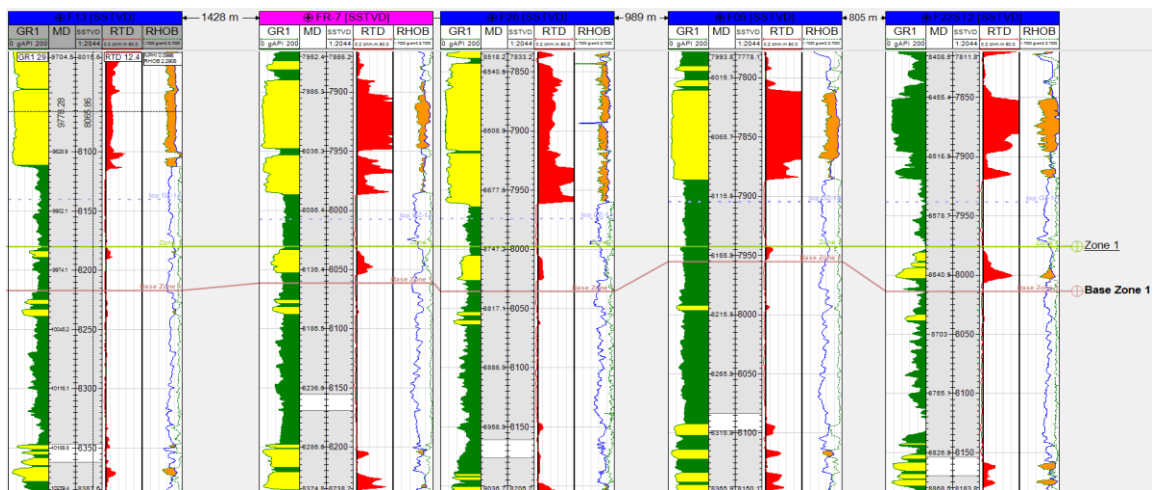
Gambar 18 Korelasi Sumur Dip Section F-F'



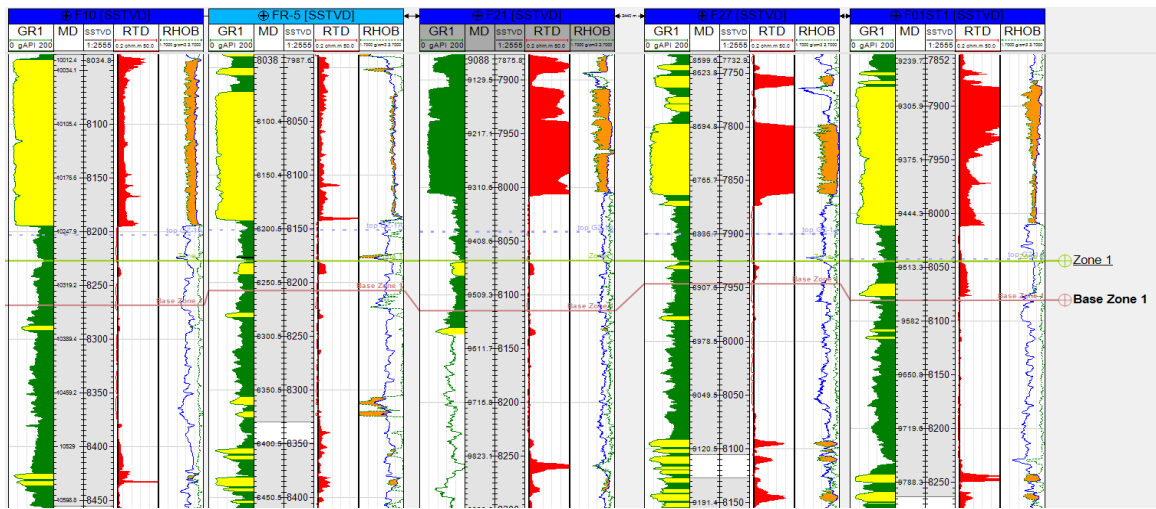
Gambar 19 Korelasi Sumur Dip Section G-G'



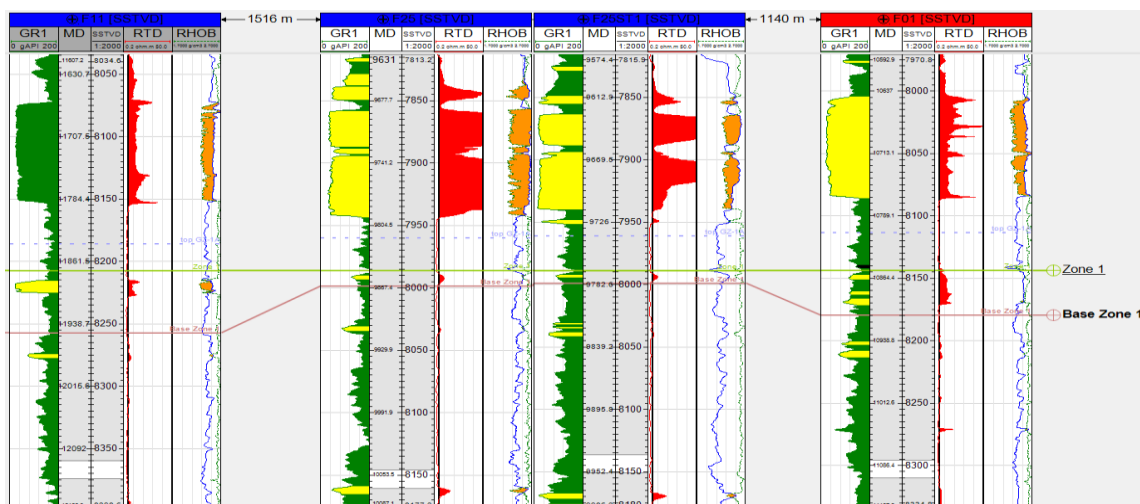
Gambar 20 Korelasi Sumur Dip Section H-H'



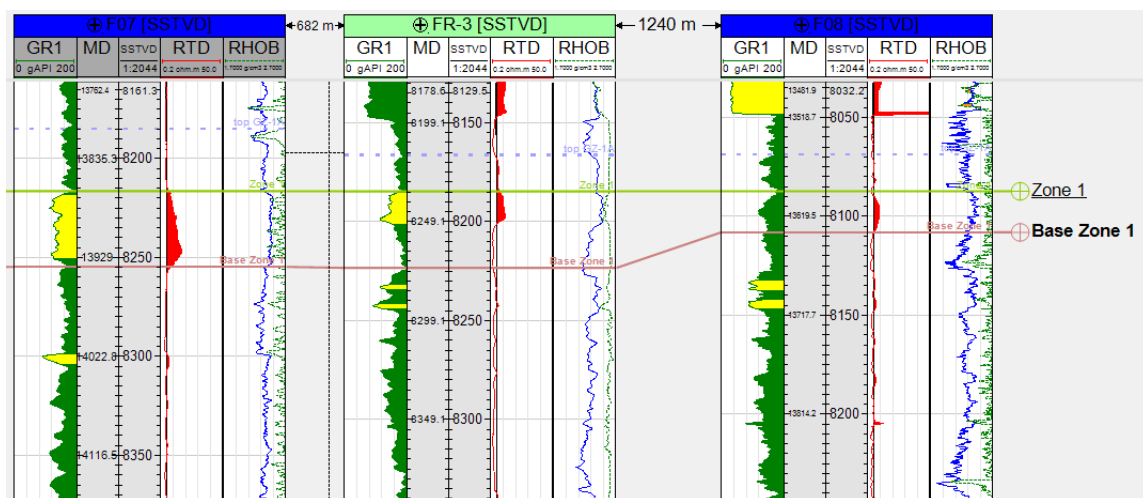
Gambar 21 Korelasi Sumur Dip Section I-I'



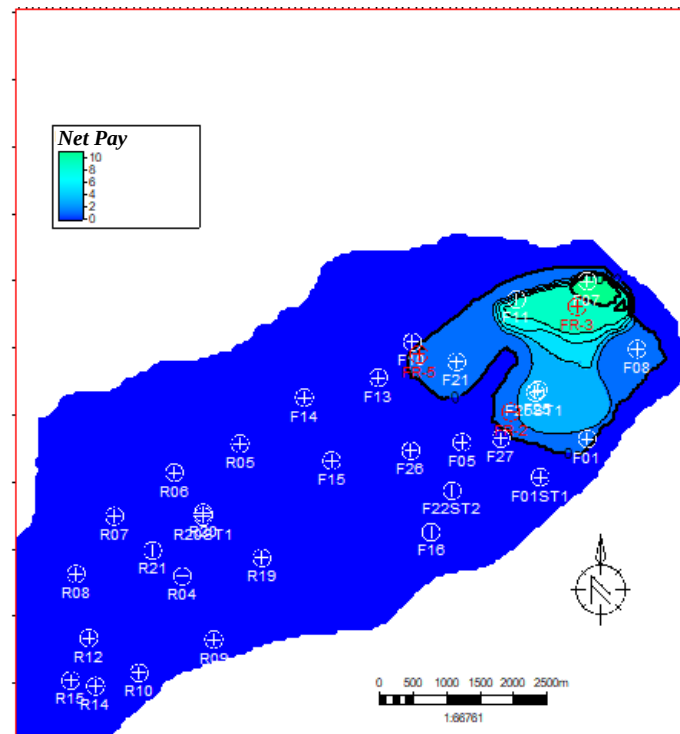
Gambar 22 Korelasi Sumur Dip Section J-J'



Gambar 23 Korelasi Sumur Dip Section K-K'



Gambar 24 Korelasi Sumur Dip Section L-L'



Gambar 28 Peta Netpay Upper Channel

Tabel 3 Pay Summary Lapangan FR

Well	Zone Name	Type	Units	MD	MD	MD	MD	MD	TVDSS	TVDSS	TVDSS	TVDSS	TVDSS	Av Phi	Av Sw	Av Vcl
				Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Top	Bottom	Gross	Net	N/G			
F15	Zone-1	TVDSS	ft	10180	10449	269	43	0.16	-8042.88	-8226.06	183.18	29.33	0.16	0.108	0.508	0.249
F14	Zone-1	TVDSS	ft	11502	11794	292	40	0.137	-8172.6	-8371.92	199.31	27.39	0.137	0.128	0.448	0.228
R10	Zone-1	TVDSS	ft	8852	9014	162	26.25	0.162	-8106.81	-8247.11	140.3	22.63	0.161	0.198	0.596	0.185
R08	Zone-1	TVDSS	ft	9428	9674	246	27.5	0.112	-8243.56	-8416.04	172.49	19.34	0.112	0.197	0.536	0.14
FR-1	Zone-1	TVDSS	ft	8067	8209	142	16.25	0.114	-8028.29	-8170.23	141.95	16.24	0.114	0.176	0.582	0.1
F05	Zone-1	TVDSS	ft	8102	8345	243	15.75	0.065	-7967.95	-8210.95	243	15.75	0.065	0.163	0.413	0.25
R11	Zone-1	TVDSS	ft	15461	15724	263	31	0.118	-8335.79	-8465.45	129.66	15.31	0.118	0.235	0.471	0.108
R17ST1	Zone-1	TVDSS	ft	14292	14527	235	22.5	0.096	-8333.07	-8453.14	120.08	11.6	0.097	0.139	0.542	0.196
F24ST1	Zone-1	TVDSS	ft	11404	11687	283	16.5	0.058	-8620.88	-8812.68	191.8	11.15	0.058	0.154	0.414	0.226
F11	Zone-1	TVDSS	ft	11787	12098	311	16.5	0.053	-8151.98	-8353.98	202	10.69	0.053	0.161	0.569	0.177
F16	Zone-1	TVDSS	ft	9304	9529	225	10.25	0.046	-8977.45	-9197.04	219.6	10	0.046	0.11	0.512	0.337
R15	Zone-1	TVDSS	ft	10239	10481	242	24.5	0.101	-8280.19	-8377.07	96.84	9.72	0.1	0.126	0.595	0.21
F07	Zone-1	TVDSS	ft	13739	14168	429	17	0.04	-8148.49	-8377.6	229.11	9.12	0.04	0.101	0.6	0.321
FR-6	Zone-1	TVDSS	ft	8409	8535	126	8.5	0.067	-8317.25	-8442.83	125.58	8.47	0.067	0.141	0.485	0.232
F22ST2	Zone-1	TVDSS	ft	8540	8765	225	9	0.04	-7919.03	-8100.17	181.14	7.22	0.04	0.137	0.345	0.276
F01ST1	Zone-1	TVDSS	ft	9465.5	9621	155.5	6	0.039	-8674.8	-8817.83	143.03	5.52	0.039	0.162	0.57	0.271
R09	Zone-1	TVDSS	ft	10815	10974	159	5.5	0.035	-8105.6	-8220.61	115.01	3.98	0.035	0.132	0.485	0.28
F26	Zone-1	TVDSS	ft	8693	8915	222	5	0.023	-7960.78	-8119.88	159.1	3.58	0.023	0.077	0.61	0.369
R17	Zone-1	TVDSS	ft	11396	11567	171	4.5	0.026	-8393.59	-8518.88	125.3	3.29	0.026	0.127	0.455	0.209
F30	Zone-1	TVDSS	ft	8860	9106	246	4.5	0.018	-7903.33	-8037.65	134.32	2.46	0.018	0.149	0.421	0.37
FR-3	Zone-1	TVDSS	ft	8197	8359	162	2	0.012	-8147.95	-8309.86	161.91	2	0.012	0.102	0.655	0.239
F27	Zone-1	TVDSS	ft	8785	9036	251	2.75	0.011	-7863.6	-8040.49	176.89	1.94	0.011	0.085	0.614	0.417
F25	Zone-1	TVDSS	ft	9795	9978	183	2	0.011	-7942.5	-8088.79	146.3	1.6	0.011	0.076	0.634	0.398
FR-7	Zone-1	TVDSS	ft	8072	8214	142	1.5	0.011	-7985.64	-8127.47	141.84	1.5	0.011	0.108	0.39	0.406
F01	Zone-1	TVDSS	ft	10769	10998	229	1.5	0.007	-9873.79	-10084.4	210.64	1.38	0.007	0.092	0.531	0.346
F13	Zone-1	TVDSS	ft	9847	10125	278	1	0.004	-8112.31	-8306.36	194.06	0.7	0.004	0.099	0.676	0.406
F08	Zone-1	TVDSS	ft	13517	13847	330	1	0.003	-8049.28	-8217.31	168.04	0.53	0.003	0.118	0.501	0.393
F25ST1	Zone-1	TVDSS	ft	9716	9894	178	0.5	0.003	-7942.08	-8099.6	157.52	0.44	0.003	0.133	0.677	0.252
R12	Zone-1	TVDSS	ft	9534	9709	175	0.5	0.003	-8165.77	-8305.27	139.5	0.4	0.003	0.208	0.696	0.229
R19	Zone-1	TVDSS	ft	13366	13672	306	0.5	0.002	-8066.01	-8162.94	156.94	0.25	0.002	0.091	0.552	0.163
FR-2	Zone-1	TVDSS	ft	7973	8126	153	0	0	-7924.06	-8076.99	152.92	0	0	---	---	---
FR-4	Zone-1	TVDSS	ft	8063	8203	140	0	0	-8011.16	-8151.05	139.89	0	0	---	---	---
FR-5	Zone-1	TVDSS	ft	8198.5	8347	148.5	0	0	-8147.85	-8296.34	148.5	0	0	---	---	---
F02ST2	Zone-1	TVDSS	ft	12275	12667	392	0	0	-8073.67	-8245.69	172.03	0	0	---	---	---
F10	Zone-1	TVDSS	ft	10240	10467	227	0	0	-8193.57	-8355.69	162.12	0	0	---	---	---
F21	Zone-1	TVDSS	ft	9323	9728	405	0	0	-8006.45	-8205.95	199.49	0	0	---	---	---
R04	Zone-1	TVDSS	ft	10736	10897	161	0	0	-7964.88	-8119.71	154.83	0	0	---	---	---
R05	Zone-1	TVDSS	ft	15862	16109	247	0	0	-8217.86	-8330.74	112.89	0	0	---	---	---
R06	Zone-1	TVDSS	ft	13288	13570	282	0	0	-8205.93	-8357.5	151.57	0	0	---	---	---
R07	Zone-1	TVDSS	ft	11038	11188	150	0	0	-8237.84	-8351.17	113.34	0	0	---	---	---
R14	Zone-1	TVDSS	ft	8597	8671	74	0	0	-8225.64	-8297.11	71.48	0	0	---	---	---
R20	Zone-1	TVDSS	ft	12821	13005	184	0	0	-8095.62	-8191.81	96.19	0	0	---	---	---
R20ST1	Zone-1	TVDSS	ft	12733	12915	182	0	0	-8086.98	-8189.64	102.66	0	0	---	---	---
R21	Zone-1	TVDSS	ft	10566	10778	212	0	0	-8058.89	-8202.15	143.26	0	0	---	---	---