

ANALISIS FASIES PADA INTERVAL RESERVOIR “X” PADA LAPANGAN RAKSADIPA, FORMASI CIBULAKAN BAWAH (TALANGAKAR), CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA MENGGUNAKAN METODE BATUAN INTI DAN LOG SUMUR

**Muhammad Raleghaney Cividi Raksadipa*¹, Priantoro Kartika Dani Setiawan²,
Edy Sunardi¹, Nisa Nurul Ilmi¹**

¹Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran, Bandung,

²Pertamina Hulu Energi ONWJ

*Korespondensi: raleghaney19@yahoo.co.id

ABSTRAK

Lapangan Raksadipa merupakan salah satu lapangan minyak dan gas bumi yang berada di Blok ONWJ, Cekungan Jawa Barat Utara. Penelitian dilakukan pada interval reservoir “X” yang merupakan salah satu penghasil minyak terbesar dari Formasi Cibulakan Bawah Bagian Bawah. Penelitian dilakukan untuk menganalisis fasies pada interval reservoir dengan menentukan stratigrafi sikuen, jenis, distribusi dan geometri fasies. Hasil analisis batuan inti menunjukkan bahwa litofasies penyusun Reservoir “X” adalah 11 litofasies yaitu: batu pasir halus gelembur, batu pasir halus serpih karbon, batu pasir halus flaser, batu pasir halus massif, batu pasir halus laminasi, breksi, batubara, batu lanau lentikuler, batu lanau massif, batu lanau silang siur, batu lanau laminasi. Berdasarkan analisis batuan inti, dan elektrofases, Asosiasi fasies pada interval reservoir “X” berupa *Distributary channel* dan *Interdistributary channel* dan diinterpretasikan berada pada lingkungan pengendapan *Distributary channel* pada sistem delta yang terserbar secara vertikal dari SB.3 – TS.1 dan secara lateral fasies *Distributary Channel* terdapat pada Reservoir CH1, Reservoir CH2, Reservoir CH3 dan Reservoir CH4. Geometri Fasies pada interval Reservoir “X” adalah *Distributary channel* dan menunjukkan arah umum pengendapan Timur Laut – Barat Daya.

Kata kunci: Cekungan Jawa Barat Utara, Asosiasi Fasies, *Distributary channel*, Analisis Fasies.

ABSTRACT

Raksadipa field is one of the oil and gas fields located in the ONWJ Block, North West Java Basin. Research was conducted on the "X" reservoir interval which is one of the largest oil producers from the Lower Part of Cibulakan Formation. The research was carried out to analyze the facies in the reservoir interval by determining the sequence stratigraphy, types, distribution, and geometry of the facies. The results of the core rock analysis showed that the lithofacies comprising the "X" reservoir are 11 lithofacies, namely: fine-grained sandstone, carbonaceous shale, flaser sandstone, massive sandstone, laminated sandstone, breccia, coal, lenticular mudstone, massive mudstone, variegated mudstone, and laminated mudstone. Based on core rock analysis and electrofacies, the facies association in the "X" reservoir interval consists of Distributary channel and Interdistributary channel and is interpreted to be in the Distributary channel depositional environment in a vertically spread delta system from SB.3 - TS.1 and laterally Distributary Channel facies are found in Reservoir CH1,

Reservoir CH2, Reservoir CH3, and Reservoir CH4. The facies geometry in the "X" reservoir interval is Distributary channel and shows the general depositional direction of Northeast - Southwest.

Keywords: *North West Java Basin, Facies Association, Distributary channel, Facies Analysis.*

PENDAHULUAN

Cekungan Jawa Barat Utara merupakan salah satu cekungan penghasil hidrokarbon terbesar di Indonesia. Cekungan Jawa Barat Utara dikelola oleh PT. Pertamina EP, Regional 2 Zona 5 yaitu PT. Pertamina Hulu Energi Offshore North West Java. Di cekungan ini terdapat Lapangan Raksadipa (**Gambar 1**) yang merupakan lapangan produksi yang berasal dari Reservoir di Formasi Cibulakan Bawah Bagian Bawah (Formasi Talang Akar) yang terbentuk pada kondisi cekungan rifting. Formasi ini diendapkan pada kondisi deltaik selama rifting Cekungan Ardjuna dan menjadi salah satu target pengembangan di Cekungan Jawa Barat Utara.

Reservoir “X” merupakan salah satu penghasil minyak terbesar dari Formasi Cibulakan Bawah Bagian Bawah. Produksi minyak pada interval Reservoir “X” dimulai pada tahun 1992 dari Platform RRA dan RRB. Pada awal tahun 2023 ini, serangkaian reservoir masih memiliki heterogenitas yang tinggi. Sehingga analisis fasies pada interval reservoir “X” menggunakan metode batuan inti dan log sumur, dapat dilakukan untuk menentukan stratigrafi sikuen, jenis, distribusi dan geometri fasies pada interval reservoir “X”.

GEOLOGI REGIONAL

Fisiografi Regional

Cekungan Jawa Barat Utara merupakan bagian dari Cekungan *back arc* Indonesia Barat yang melampar dibelakang busur vulkanik dari Pulau Jawa hingga Sumatra. Cekungan ini terletak di bagian ujung Selatan dari kraton Sunda yang terbentuk akibat adanya konvergensi

lempeng di Zaman Kapur (Gresko dkk., 1995). Cekungan Jawa Barat Utara memiliki luas hingga 40.000 km² dan terdiri dari tujuh cekungan kecil, yaitu Cekungan Ciputat, Kepuh, Pasir Bungur, Cipunegara E-15, Jatibarang, Ardjuna Tengah, dan Ardjuna Selatan (Noble dkk., 1997). Cekungan – cekungan tersebut diisi oleh sedimen Tersier dan Kuarter dengan ketebalan mencapai lebih dari 5500 meter..

Tektonik Regional

Perkembangan struktur di Cekungan Jawa Barat Utara dipengaruhi oleh lima periode tektonik (Gresko dkk., 1995), antara lain:

- a. Kapur Akhir – Eosen Awal (100 – 56 *Mya*)

Metamorfisme regional terjadi akibat proses subduksi dan perkembangan busur Meratus.

- b. Eosen (50 – 40 *Mya*)

Tumbukan antara Lempeng Hindia dan Lempeng eurasia menghasilkan dextral wrenching besar pada bagian utara cekungan. Periode ini mengawali pembentukan cekungan di Jawa Barat Utara baik sistem back arc basin di bagian selatan (utara Bogor) dan cekungan *half graben* yang terbentuk karena mekanisme *dextral wrenching* di bagian utara seperti Cekungan Arjuna, E-15 Cipunegara, dan Jatibarang

- c. Oligosen (34 – 30 *Mya*)

Pada awal Oligosen, proses vulkanisme dan *rifting* di Cekungan Arjuna berhenti. Proses tektonik yang relatif stabil di sekitar Cekungan Arjuna pada periode ini terlihat kontras dengan *collision event* yang terekam di busur luar Pulau Jawa dan Sumatra di periode yang sama. Oligosen Akhir dan sebagian dari Miosen Awal dicirikan dengan tenangnya Cekungan Jawa Barat Utara dari peristiwa tektonik.

Kondisi ini bertepatan dengan kenaikan muka air laut pada fase *highstand* dan terendapkan batugamping dari Formasi Cibulakan Bawah.

d. Miosen Tengah (17 – 10 *Mya*)

Terjadinya tumbukan antara Gondwana (Australia Timur/Papua) dengan bagian timur Paparan Sunda yang menyebabkan berhentinya pemekaran Laut Cina.

e. Miosen Akhir (7 – 10 *Mya*)

Terjadi tumbukan antara barat laut Australia dengan Palung Sunda, sehingga Cekungan Jawa Barat Utara mengalami kompresi. Terjadinya pengendapan Formasi Parigi dan Formasi Cisubuh pada fase ini.

Stratigrafi Regional

Menurut Gresko dkk, (1995) formasi-formasi pembentuk tatanan stratigrafi pada Cekungan Jawa Barat Utara dari tua ke muda (**Gambar 2**), yaitu: Formasi Jatibarang, Formasi Cibulakan Bawah, Formasi Cibulakan Atas, Formasi Parigi, Formasi Cisubuh.

Petroleum System Cekungan Jawa Timur Utara

Menurut Noble dkk, (1997) kunci dari semua sistem *petroleum* adalah batuan sumber yang efektif. Di Jawa barat utara terdapat tiga tipe batuan sumber utama, yaitu shale lakustrin yang cenderung menghasilkan minyak; batubara dan shale yang bersifat fluvio-deltaic cenderung menghasilkan minyak gas; dan batulempung marine yang cenderung menghasilkan gas yang berasal dari aktivitas bakteri.

Selanjutnya pada Cekungan Jawa Barat Utara, jalur migrasi utama untuk

migrasi lateral adalah endapan pasir sungai yang berarah Utara-Selatan dari Formasi Cibulakan Bawah, dan sistem batupasir yang orientasinya mirip pada Formasi Cibulakan Atas / *Massive* (Cibulakan Atas).

Selanjutnya, endapan yang menjadi batuan *reservoir* utama adalah Endapan Batupasir dan Batugamping Cibulakan Atas (*Massive*), Batupasir Cibulakan Bawah, endapan *Volkanoclastic* Formasi Jatibarang, dan *Carbonate build-up* Formasi Parigi.

Perangkap utama yang berperan dalam *petroleum system* di cekungan ini adalah perangkap struktur berupa kubah antiklin yang meluas dan blok sesar yang miring. *Carbonate build-up* di interval Baturaja, Mid- Cibulakan Atas, dan Parigi juga menjadi *trap* yang baik. *Trap* stratigrafi juga ditemukan ketika unit batupasir mengalami *onlap* dengan tinggian batuan dasar. Hanya saja, *trap* jenis ini hanya terbatas pada interval Cibulakan Bawah.

TINJAUAN PUSTAKA

Fasies sedimen

Fasies sedimen adalah massa dari batuan sedimen yang dapat dibedakan dari batuan yang lainnya berdasarkan geometri, litologi, struktur sedimen, pola arus purba dan kandungan fosilnya (Selley, 1985).

Geometri fasies dapat dicirikan oleh respon log sinar *gamma ray*. Geometri secara vertikal ini dapat juga diandalkan dalam menentukan fasies pengendapan dari batuan sedimen. Pola log ini dibagi menjadi 5 tipe pola menurut Kendal dkk, (2003) : *Cylindrical*, *funnel shape*, *bell shape*, *symmetrical shape* dan *serrated shape*.

Lingkungan Pengendapan Delta

Delta merupakan garis pantai yang menjorok ke laut, terbentuk oleh adanya sedimentasi sungai yang memasuki laut, danau atau laguna dan pasokan sedimen lebih besar daripada kemampuan pendistribusian kembali oleh proses yang ada pada cekungan pengendapan (Elliot, 1986 dalam Allen, 1997). Morfologi delta secara umum terdiri dari tiga, yaitu : *delta plain*, *delta front* dan *prodelta*.

a. *Delta Plain*

Delta plain merupakan bagian delta yang bersifat subaerial yang terdiri dari *Channel* yang sudah ditinggalkan. *Delta plain* merupakan bagian daratan dari delta dan terdiri atas endapan sungai yang lebih dominan daripada endapan laut dan membentuk suatu daratan rawa-rawa yang didominasi oleh material sedimen berbutir halus, seperti serpih organik dan batubara.

Sublingkungan *delta plain* dibagi menjadi:

1. *Upper Delta Plain*

Pada bagian ini terletak diatas area tidal atau laut dan endapannya secara umum terdiri dari:

2. *Distributary channel*:

Endapan *Distributary channel* ditandai dengan adanya bidang erosi pada bagian dasar urutan fasies dan menunjukkan kecenderungan menghalus ke atas.

3. *Interdistributary channel*

Endapan *Interdistributary channel* merupakan endapan yang terdapat diantara *Distributary channel*. Lingkungan ini mempunyai kecepatan arus paling kecil, dangkal, tidak berelief dan proses akumulasi sedimen lambat. Pada *Interdistributary channel* dan flood plain area terbentuk suatu endapan yang berukuran lanau sampai lempung yang sangat dominan.

4. *Lower Delta Plain*

Lower delta plain terletak pada daerah dimana terjadi interaksi antara sungai dengan laut, yaitu dari *low tidemark* sampai batas kehadiran yang dipengaruhi pasang-surut.

b. *Delta Front*

Delta front merupakan sublingkungan dengan energi yang tinggi dan sedimen secara tetap dipengaruhi oleh adanya proses pasang-surut, arus laut sepanjang pantai dan aksi gelombang.

c. *Prodelta*

Prodelta merupakan sublingkungan transisi antara *delta front* dan endapan *normal marine shelf* yang berada di luar *delta front*.

Stratigrafi Sikuen

Stratigrafi sikuen merupakan analisis dari hubungan batuan di dalam kerangka waktu yang berulang dari stratum yang secara genetik berhubungan dan dibatasi oleh permukaan erosi atau tidak adanya suatu pengendapan, dan keselarasan yang sepadan dengannya (Posamentier & Allen, 1999). Stratigrafi sikuen mempunyai penyusun penting yang dibagi atas hubungan stratigrafi, batimetri, umur dan juga fasiesnya, yang terdiri atas: *sequence boundary* (SB), *marine flooding surface* (FS), dan *maximum flooding surface* (MFS) dan *transgressive surface* (TS).

- *Sequence Boundaries* (SB) adalah bidang ketidakselarasan dan keselarasan yang sebanding dengan ketidakselarasan tersebut, yang terbentuk karena terjadinya penurunan muka air laut relatif.
- *Marine Flooding Surface* (FS) adalah komponen stratigrafi berupa bidang yang memisahkan unit stratigrafi diatas dan dibawahnya

yang ditandai dengan adanya pendalaman batimetri

- *Transgressive surface* (TS) adalah bidang transgresi yang membatasi bagian atas dari *low stand system tract* (Wagoner dkk., 1990), dan membatasi dengan *high stand system tract* atau *transgressive system tract* di atasnya.
- *Maximum Flooding Surface* (MFS) merupakan bidang yang terbentuk ketika terjadi transgresi maksimum. Permukaan ini ditandai dengan adanya *condensed section*, atau pada saat laju pengendapan sedimen sangat kecil.

METODE PENELITIAN

Untuk mencapai tujuan dari penelitian ini yaitu menentukan tatanan stratigrafi sikuen pada interval reservoir "X", jenis fasies, distribusi fasies dan geometri fasies pada interval reservoir "X", maka penelitian ini diawali oleh tahap studi pustaka yang dilanjutkan oleh tahap pengumpulan data yang dibutuhkan (**Tabel 1**), seperti: Data *wellhead*, Data Log Sumur (*Log GR*, *Log Resistivity*, *Log NPHI*, dan *Log RHOB*), Data *completion log*, Data *core* dan Data RCA, selanjutnya dilakukan tahap pengolahan data dan disusunlah analisis sebagai berikut:

Analisis Data Batuan Inti

Analisis ini terdiri dari analisis litofasies dan interpretasi lingkungan pengendapan, yang selanjutnya akan dikelompokkan pada asosiasi fasies.

Analisis Elektrofases

Analisis ini menggunakan respon log gamma ray yang selanjutnya dicocokkan dengan asosiasi fasies.

Analisis Peta Isochore

Analisis ini bertujuan untuk menentukan arah pengendapan suplai sedimen berdasarkan pola tinggian dan rendahan dari selisih *depth structure map*.

Analisis Stratigrafi Sikuen

Analisis ini bertujuan untuk menentukan tatanan stratigrafi sikuen yang menyusun interval reservoir "X" dengan cara korelasi parasikuen antar sumur dengan jalur *strike section* dan *dip section*.

Dari semua analisis tersebut, maka selanjutnya dapat ditentukan tatanan stratigrafi sikuen yang menyusun interval reservoir "X" dan jenis, distribusi, dan geometri fasies pada interval reservoir "X" dalam bentuk peta *Isopach*. Penelitian ini ditutup oleh kesimpulan pada tahap penyusunan laporan.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisis Data Batuan Inti

Data batuan inti diperoleh dari sumur RRA-8 pada interval 8495ft - 8406ft MD (*Measured Depth*) dan dari sumur RRA-9 pada interval 7498ft - 7438ft dan 7254ft - 7224ft MD (*Measured Depth*).

Analisis Litofasies

Hasil deskripsi data batuan inti pada sumur RRA-8 menunjukkan bahwa pada interval 8495ft - 8406ft MD (*Measured Depth*), terdiri atas 10 litofasies yang dapat dilihat pada (**Tabel 2**), yaitu: batu pasir halus gelembur, batu pasir halus serpihan karbon, batupasir halus flaser, batupasir

halus masif, batubara, breksi, batulanau lentikuler, batulanau massif, batulanau silang siur. Atas dasar karakteristik dari litologi dan struktur sedimen yang ada pada interval 8495ft - 8406ft (*Measured Depth*) pada sumur RRA-8, maka 10 litofasies diinterpretasikan terdiri dari tiga lingkungan pengendapan, yaitu, lingkungan pengendapan *Distributary channel*, *Swamp* dan *Interdistributary channel*.

Hasil deskripsi data batuan inti pada sumur RRA-9 menunjukkan bahwa pada interval 7498ft -7438ft dan 7254ft - 7224ft MD (*Measured Depth*), terdiri atas 7 litofasies yang dapat dilihat pada (**Tabel 3**), yaitu: batupasir halus masif, batupasir halus serpihan karbon, batubara, batupasir halus laminasi, batulanau masif, batupasir halus flaser, batulanau laminasi. Atas dasar karakteristik dari litologi dan struktur sedimen yang ada pada interval 7498ft - 7438ft dan 7254ft - 7224ft MD (*Measured Depth*) pada sumur RRA-9, maka 7 litofasies diinterpretasikan terdiri dari tiga lingkungan pengendapan, yaitu lingkungan pengendapan *Distributary channel*, *Swamp* dan *Interdistributary channel*.

Hasil dari deskripsi kedua batuan inti dari sumur RRA-8 pada interval 8495ft - 8406ft MD (*Measured Depth*) dan dari sumur RRA-9 pada interval 7498ft -7438ft dan 7254ft - 7224ft MD (*Measured Depth*), didapatkan sebelas litofasies yang menyusun interval penelitian (**Tabel 4**), yaitu: batu pasir halus gelembur, batu pasir halus serpihan karbon, batu pasir halus flaser, batu pasir halus massif, batu pasir halus laminasi, breksi, batubara, batu lanau lentikuler, batu lanau massif, batu lanau silang siur, batu lanau laminasi. Karakter dari masing masing litofasies dikontrol oleh warna, ukuran butir, sortasi, kemas, porositas, kekerasan, struktur, kandungan

karbonat, dan karakteristik, sedangkan penamaan kode fasies atau litofasies didasarkan pada litologi dan karakteristik atau struktur sedimen yang ada.

Setelah dilakukan analisis litofasies pada batuan inti, maka sekumpulan fasies pada interval penelitian yang terdapat di sumur RRA-8 dan Sumur RRA-9 tersebut dikelompokkan menjadi : *Distributary channel* dan *Interdistributary channel*. Pembagian asosiasi fasies ini didasarkan atas kumpulan fasies yang mempunyai hubungan genesa antara satu dengan yang lainnya, yang memiliki kesamaan lingkungan pengendapan yang dapat dikelompokkan menjadi asosiasi fasies.

Analisis Elektrofases

Analisis elektrofases merupakan tahap yang dilakukan untuk mengidentifikasi fasies yang terdapat pada log sumur yang disetarakan dengan data batuan inti di yang tersedia pada sumur daerah penelitian.

Analisis Kesepadanan Data Batuan Inti dengan Data Log

Analisis kesepadanan data batuan inti dan data log sumur diawali dengan interpretasi fasies pada data batuan inti pada sumur RRA-8 dan RRA-9 yang telah dikelompokkan menjadi dua, yaitu: fasies *Distributary channel* dan *Fasies Interdistributary channel* yang kemudian disepadankan dengan respon log sinar gamma ray pada sumur RRA-8 (**Gambar 3**) dan RRA-9 (**Gambar 4**). Setelah diperoleh karakteristik elektrofases pada sumur tersebut, interpretasi dilakukan di sumur lain sesuai dengan log sumur yang menjadi acuan awal yaitu sumur RRA-8

dan RRA-9. Interpretasi elektrofases ini juga didasarkan pada model respon pola sinar log gamma terhadap variasi ukuran butir yang mencirikan lingkungan pengendapan tertentu dan asosiasi endapan sedimen dari sub lingkungan tertentu oleh Kendal, dkk., (2003).

Hasil analisis elektrofases menunjukkan bahwa pada fasies *distributed channel* respon log gamma ray menunjukkan pola bell shape atau menghalus keatas yang mencirikan adanya penurunan tingkat energi pengendapan, sedangkan pada fasies *interdistributed channel*, respon log gamma ray menunjukkan pola serrated shape atau pola yang tidak beraturan, yang mencirikan bahwa pengendapan selalu berubah dalam waktu yang singkat. Analisis elektrofases ini dapat dilihat pada (Tabel 5)

Analisis Peta Isochore

Pada penelitian ini untuk membuat peta *Isochore* dibantu dengan menggunakan peta struktur kedalaman dari dua markah yaitu SB.3 – SB.2.4, yang didapatkan dari data sekunder dari PT. Pertamina Hulu Energi ONWJ, setelah itu dilakukan pengurangan dari dua markah dalam bentuk permukaan untuk selanjutnya menghasilkan peta *Isochore*. Hal ini dilakukan dengan tujuan untuk melihat arah suplai sedimen pada daerah penelitian, dengan cara melihat pola tinggian dan rendahan yang diwakilkan oleh indeks warna.

Terlihat pada (Gambar 5), peta isochore yang menunjukkan arah suplai sedimen yang ditunjukkan oleh pola tinggian dan rendahan dengan indeks warna yang dimulai dari 0 ft sampai dengan 180ft, semakin merah warna yang ada pada peta isochore maka semakin rendah ketebalan

lapisannya atau semakin mendekati nilai minimum yakni 0 ft, sedangkan semakin ungu atau semakin gelap warna yang ada pada peta, maka akan semakin tinggi ketebalan lapisannya mendekati nilai maksimum yaitu 180ft.

Setelah pengolahan data dilakukan, maka disimpulkan bahwa arah suplai sedimen berlangsung pada pola rendahan yaitu berarah timur laut - barat daya sekitar 15-30°.

Analisis Stratigrafi Sikuen

Analisis ini diawali dengan penentuan komponen stratigrafi sikuen dan *system tract* yang menyusun interval reservoir "X" dan korelasi parasikuen antar sumur daerah penelitian.

a. Penentuan Komponen Stratigrafi Sikuen

Pada interval penelitian, terdapat 3 markah kronostratigrafi yang mencirikan batas dari parasikuen (Gambar 6), yaitu : SB 3 yang menjadi *basement* atau dasar dari interval reservoir "X" dan menjadi batas dimulainya fase LST atau *lowstand system tract*, sedangkan markah TS.1 yang menjadi *top* atau puncak dari reservoir "X" dan menjadi batas transgresi yang menjadi batas dimulainya fase TST atau *transgressive system tract*. SB.2.4 menjadi batas basement dari reservoir diatas dari interval reservoir "X" dan dimulainya fase regresi kembali (HST).

b. Korelasi Parasikuen Antar Sumur Daerah Penelitian

Pada penelitian ini, korelasi sikuen stratigrafi dibatasi hanya pada interval penelitian yaitu interval Reservoir "X" atau pada SB.3 (*Base Reservoir "X"*) sampai dengan TS.1 (*Top Reservoir "X"*) dan interval SB.3 sampai dengan SB.2.4

Terdapat 32 sumur yang dikorelasikan dengan menggunakan tujuh jalur korelasi dengan dua arah korelasi. Ke dua arah korelasi tersebut adalah jalur korelasi timur laut – barat daya sebanyak dua jalur (**Gambar 7-8**) dan jalur korelasi Barat – Timur (**Gambar 9-13**) sebanyak lima jalur. Berdasarkan geologi regional Cekungan Jawa Barat Utara (Martodjojo, 2003.) & Analisis Peta *Isochore* maka didapatkan bahwa arah sedimentasi berlangsung dari arah Utara-Timur Laut hingga Barat Daya. Oleh karena itu, arah korelasi Barat – Timur digolongkan sebagai strike section, sementara arah korelasi Timur laut – Barat daya digolongkan sebagai dip section.

Dari hasil korelasi fasies, diperoleh hasil bahwa kedua fasies yang telah dijelaskan sebelumnya secara lateral memiliki penyebaran yang relatif membentuk *channel* yang bercabang (*Distributary channel*) dan *Interdistributary channel*. Pergantian fasies terjadi secara lateral maupun secara vertikal dengan urutan *Distributary channel* dan *Interdistributary channel* pada SB.3 sampai dengan TS.1 lebih tua daripada endapan *Interdistributary channel* pada interval TS.1 sampai dengan SB.2.4. Dalam penelitian ini ditentukan empat *channel* yang akan dipetakan yaitu CH1, CH2, CH3, dan CH4.

Kesimpulan yang dapat diambil dari analisis stratigrafi sikuen adalah distribusi fasies secara vertikal pada interval SB.3 – SB.2.4 terdapat 2 fasies yakni: Fasies *Distributary channel* dan *Interdistributary channel*.

Pemetaan Geometri Reservoir

Langkah pertama yang dilakukan adalah pembuatan poligon *area of interest*

yang bertujuan untuk membatasi wilayah kerja, pembuatan poligon *area of interest* mencakup seluruh sumur penelitian agar dapat dipetakan dengan baik. *Area of interest* atau wilayah kerja mempunyai luas 34km². Selanjutnya dilakukan konversi menjadi titik ketebalan dari interval reservoir “X” dari SB.3 (*Base Reservoir “X”*) sampai TS.1 (*Top Reservoir “X”*) dan selanjutnya meninterpolasi nilai ketebalan di setiap sumur dengan menggunakan perbandingan lebar *channel* terhadap tebal dari endapan *Distributary channel* yang dipublikasikan oleh (Gibling, 2006) (**Gambar 14**). Setelah diplot pada diagram W/T, dengan tebal endapan paling tebal sekitar 63ft atau sekitar 20 meter, maka lebar yang didapatkan adalah berkisar 600meter.

Selanjutnya dilakukan pembuatan poligon *channel* dan poligon kontur berdasarkan data ketebalan dari titik ketebalan yang sebelumnya sudah dikonversi. Berdasarkan analisis litofasies dan analisis elektrofases, perbandingan W/T ratio dan kesamaan kontak fluida dari setiap sumur maka didapatkan 4 *channel* dengan geometri reservoir adalah *distributary channel* yang dipetakan dalam bentuk peta ketebalan atau peta *isopach* (**Gambar 15**) yang memperlihatkan ketebalan dari reservoir pada interval penelitian, dengan nilai interval kontur 10ft yang mana semakin kuning akan semakin tebal dan semakin hijau semakin tipis, sedangkan warna putih pada peta *Isopach* adalah *interdistributary channel*.

Dari hasil pemetaan geometri reservoir, distribusi fasies *distributary channel* pada interval reservoir “X” secara lateral terdapat 4 *channel* atau terdapat 4 reservoir, yang disebut Reservoir CH-1, Reservoir CH-2, Reservoir CH-3, Reservoir CH-4, sedangkan fasies

interdistributary channel berada diantara fasies *distributary channel*.

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil analisis dan interpretasi yang telah dilakukan, dapat disimpulkan beberapa hal, sebagai berikut:

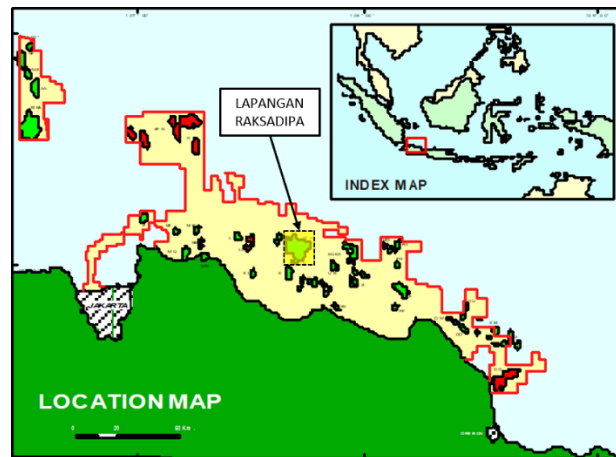
Stratigrafi sikuen yang menyusun interval Reservoir "X" ada tiga: SB.3, TS.1 dan SB.2.4, dan diendapkan pada kondisi *Low System Tract* dan *Transgressive System Tract*.

Jenis fasies yang terdapat pada interval Reservoir "X" adalah fasies *Distributary channel* dan fasies *Interdistributary channel*, yang terdistribusi secara vertikal pada interval SB.3 – TS.1 (*Top Reservoir "X"*), secara lateral fasies *Distributary channel* ada pada Reservoir CH1, Reservoir CH-2, Reservoir CH-3 dan Reservoir CH-4, sedangkan fasies *interdistributary channel* berada diantara fasies *distributary channel*. Geometri fasies pada interval Reservoir "X" adalah *Distributary channel* pada sistem delta.

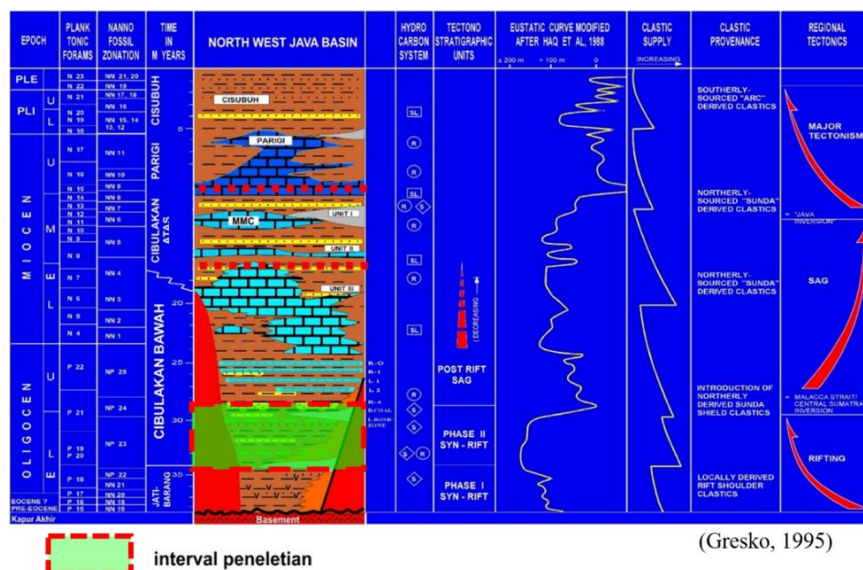
DAFTAR PUSTAKA

- Gibling, M. R. (2006). Width and thickness of fluvial *channel* bodies and valley fills in the geological record: A literature compilation and classification. *Journal of Sedimentary Research*, 76(5–6), 731–770.
<https://doi.org/10.2110/jsr.2006.060>
- Gresko, M., Suria, C., dan Sinclair, S. (1995): Basin evolution of the Ardjuna rift system and its implication for hydrocarbon exploration, offshore northwest java, Indonesia, Proceeding of IPA 24th, 147-161.
- 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.
- Martodjojo, S. (2003). *EVOLUSI CEKUNGAN BOGOR JAWA BARAT*. Penerbit ITB. Indonesia.
- Noble, R. A., Pratomo, K. H., Ibrahim, A. M. T., Prasetya, I., dan Muhajidin, N. 1997. *Petroleum System of Onshore and Offshore NW. Java Indonesia*. Jakarta: BPPKA
- Pertamina BPPKA. 2003. *Petroleum Geology of Indonesian Basins: Principles, Methods, and Application Volume III, West Java Basins*. Atlantic Richfield Indonesia, INC dan Maxus SE. Sumatra, INC.
- Posamentier, H. W., & Allen, G. P. (1999). *Siliciclastic sequence stratigraphy: concepts and applications*. SEPM (Society for Sedimentary Geology).
- Pertamina. (2012). Laporan Internal, tidak dipublikasikan.
- SSelley, R.C., 1985, *Ancient Sedimentary Environment*, 3rd edition, Cornell University Press, New York
- Sinclair, S., Gresko, M., Sunia, C., 1995. Basin Evolution of The Ardjuna Rift System and its Implications for Hydrocarbon Exploration, Offshore Northwest Java, Indonesia, IPA Proceedings, Twenty-Fourth Annual Convention, Jakarta
- Wagoner, J. C. Van, Mitchum, R. M., Campion, K. M., & Rahmanian, V. D. (1990). *Siliciclastic Sequence Stratigraphy in Well Logs, Cores, and Outcrops*. American Association of

Petroleum Geologists.
<https://doi.org/10.1306/Mth7510>



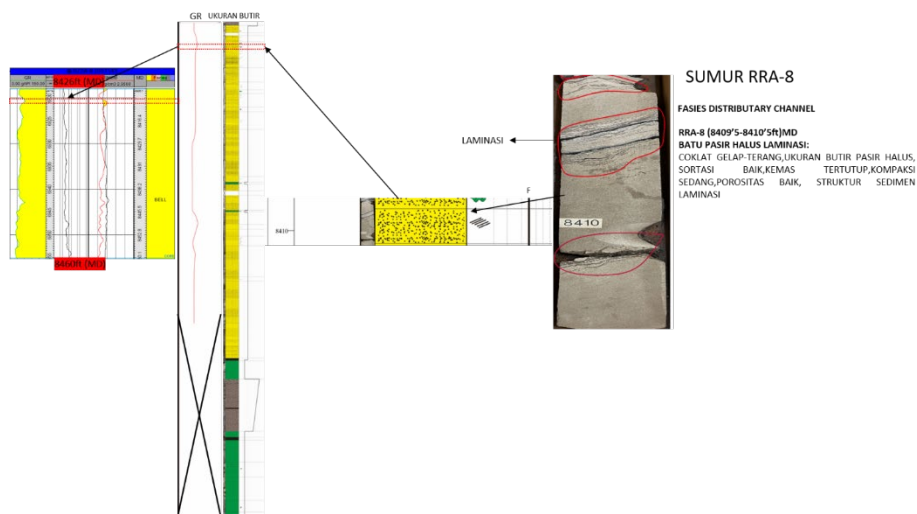
Gambar 1. Lokasi daerah penelitian (Laporan Internal Pertamina,2012)



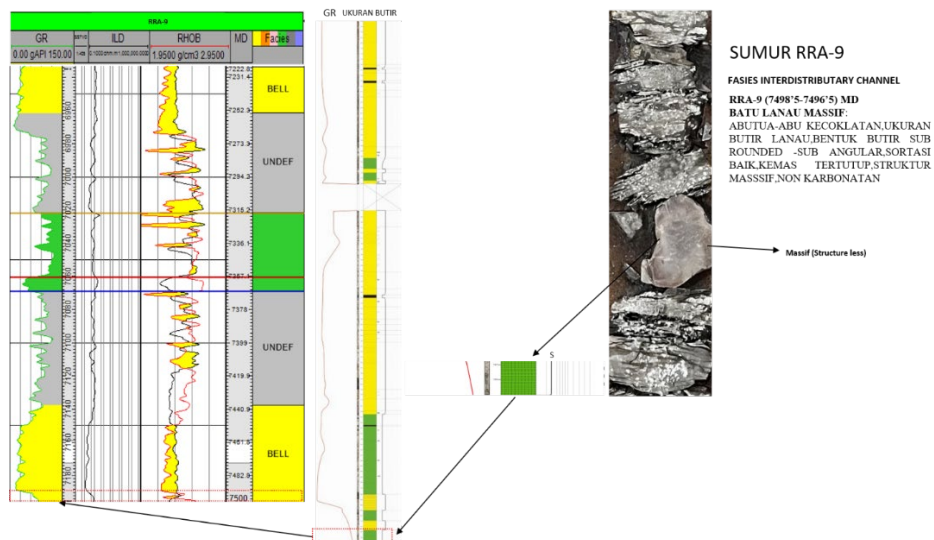
interval penelitian

(Gresko, 1995)

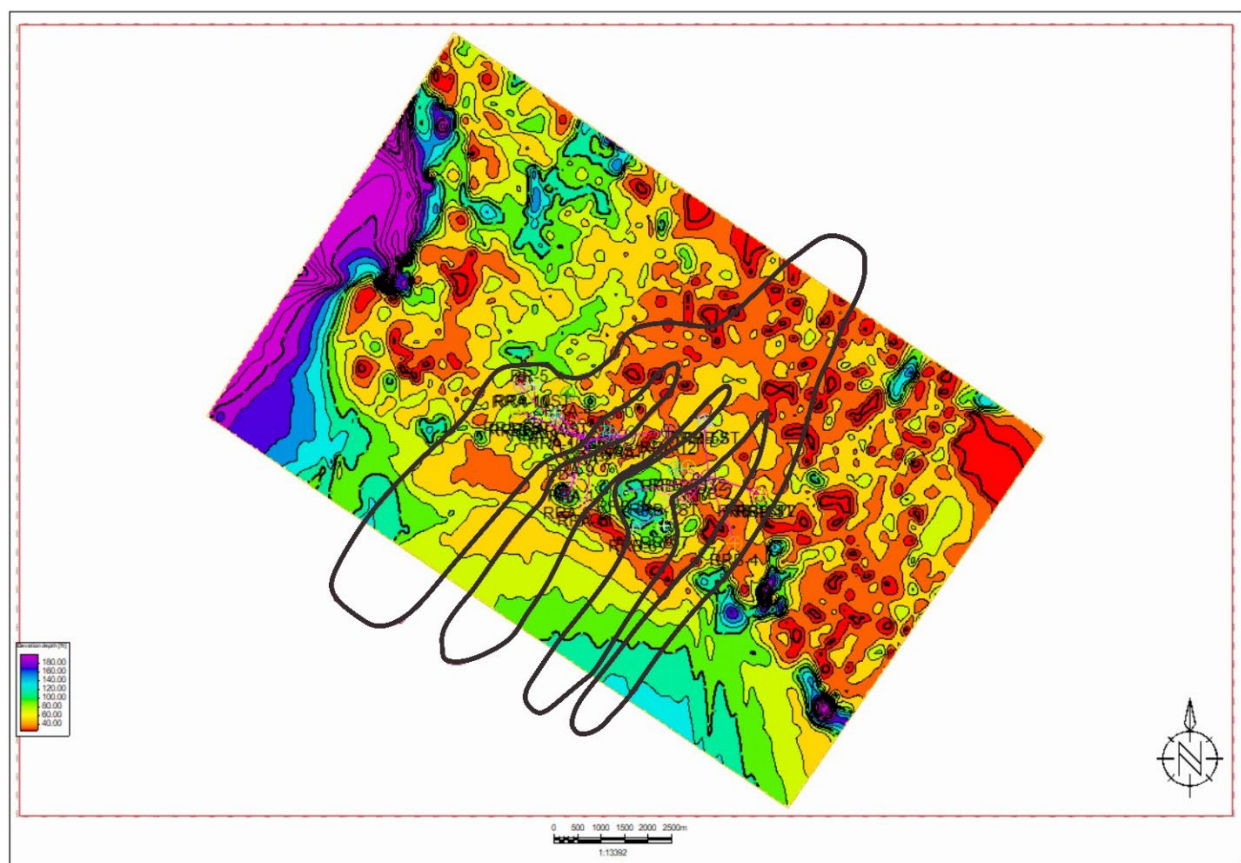
Gambar 2. Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara (Gresko,1995)



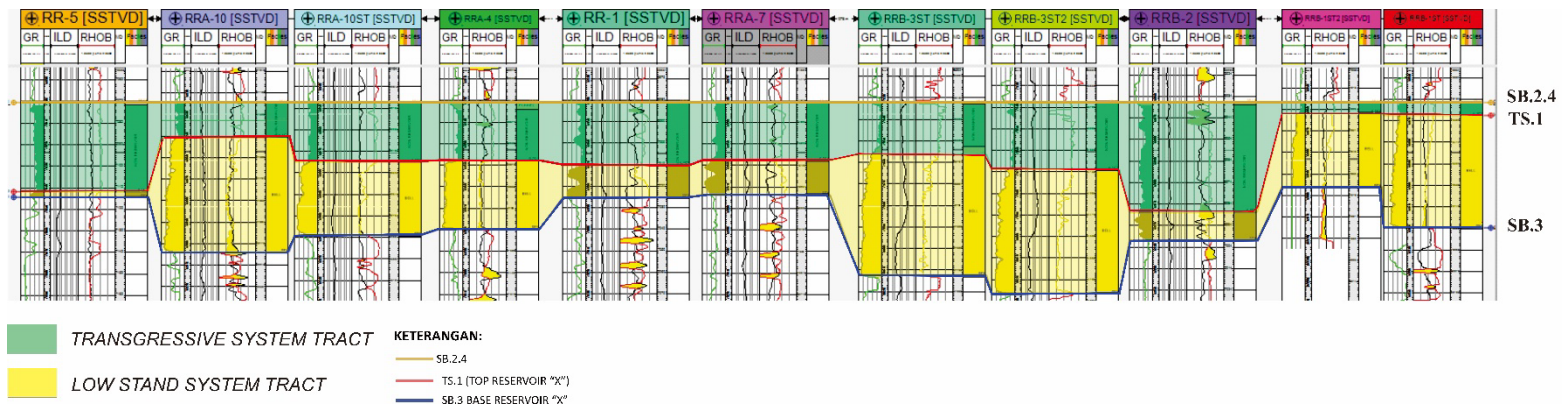
Gambar 3. Pengikatan fasies *distributary channel* terhadap log gamma ray pada sumur RRA-8



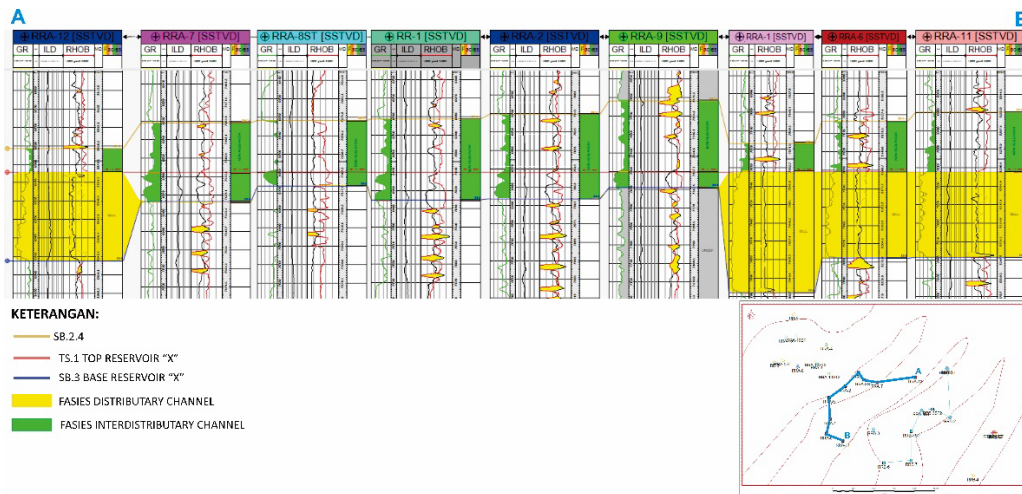
Gambar 4. Pengikatan fasies *interdistributary channel* terhadap *log gamma ray* pada sumur RRA-9



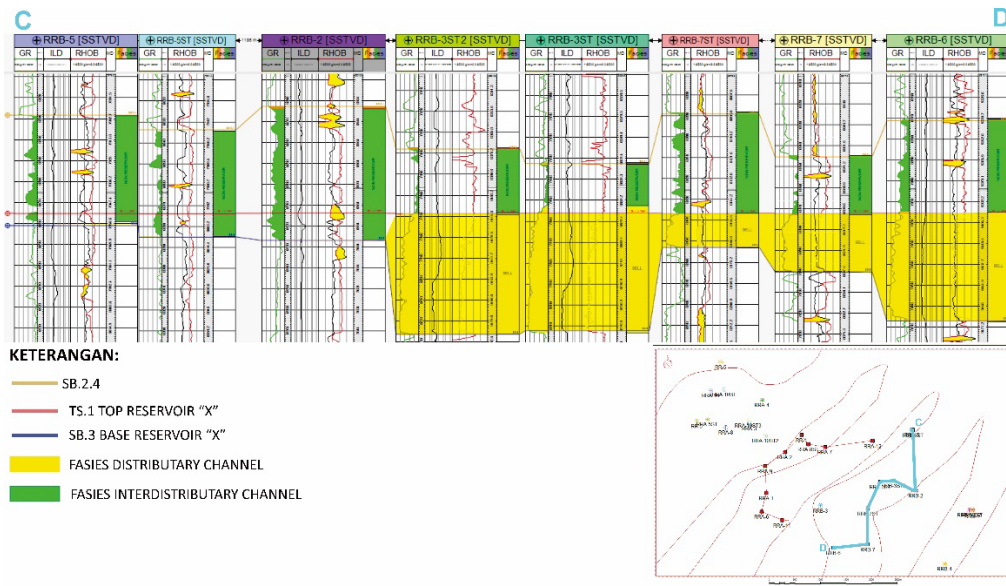
Gambar 5. Peta Isochore



Gambar 6. Korelasi parasikuen dan System Tract pada interval reservoir "X"



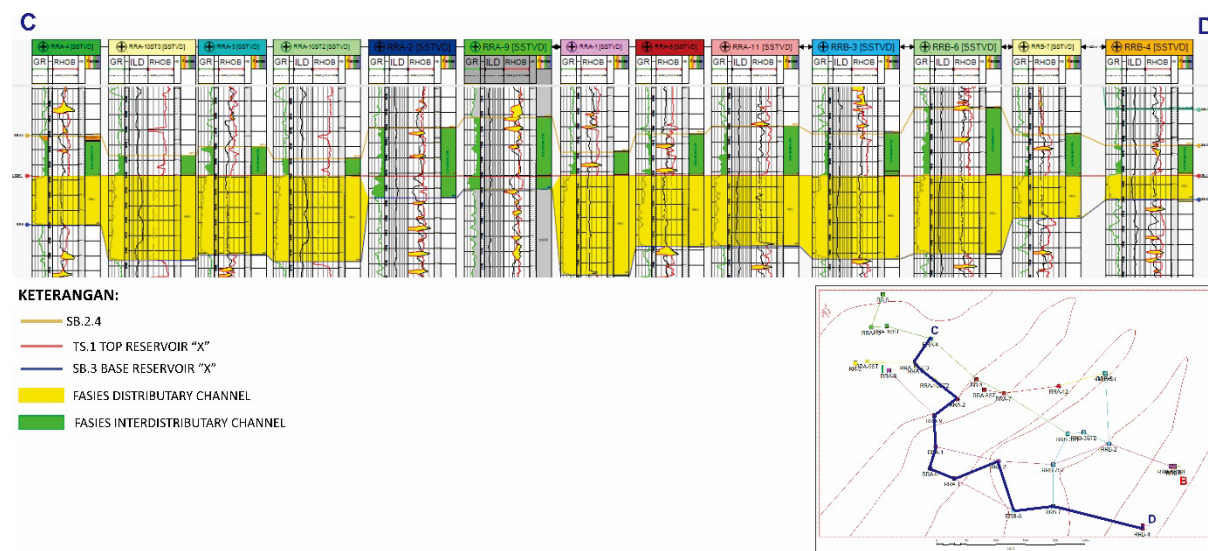
Gambar 7. Korelasi Parasikuen dan Interpretasi fasies arah Timur Laut – Barat Daya (*Dip Section*) A-B.



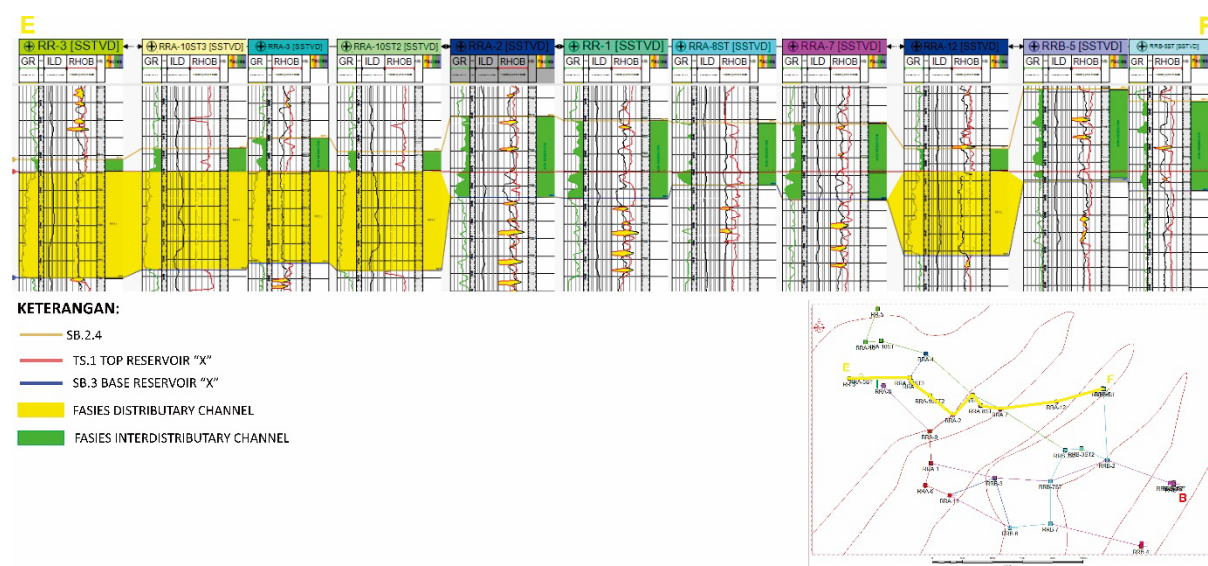
Gambar 8. Korelasi Parasikuen dan Interpretasi fasies arah Timur Laut – Barat Daya (*Dip Section*) C-D.



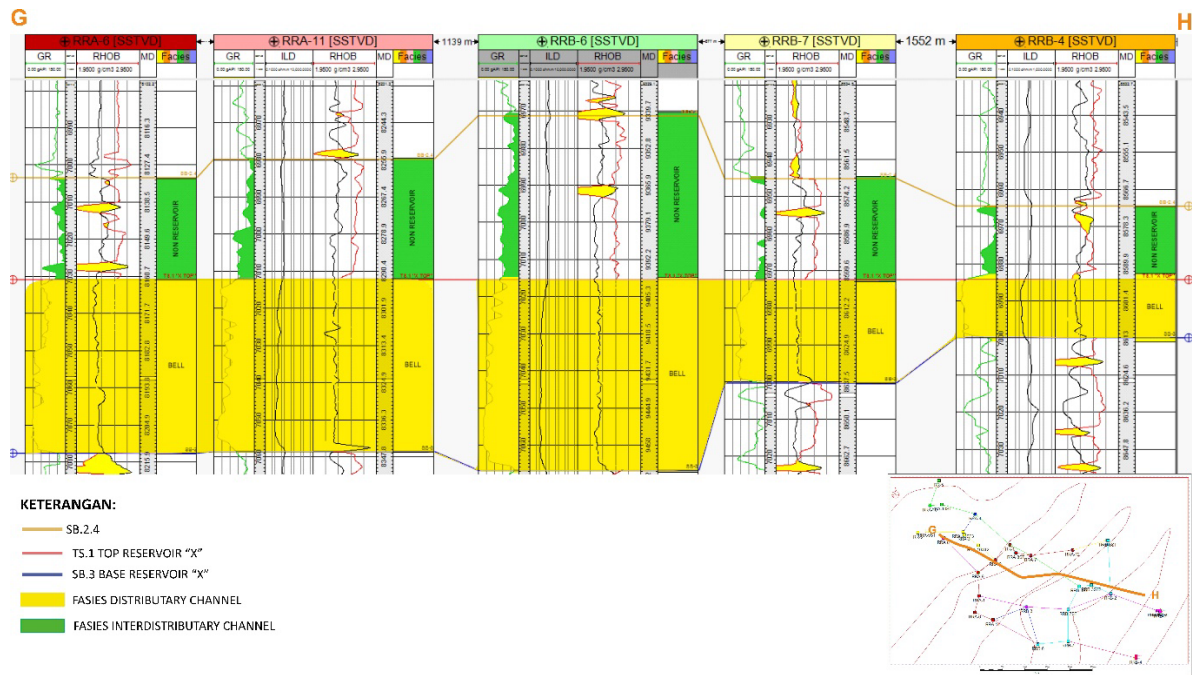
Gambar 9. Korelasi Parasikuen dan Interpretasi fasies arah Barat-Timur (*Strike Section*) A-B.



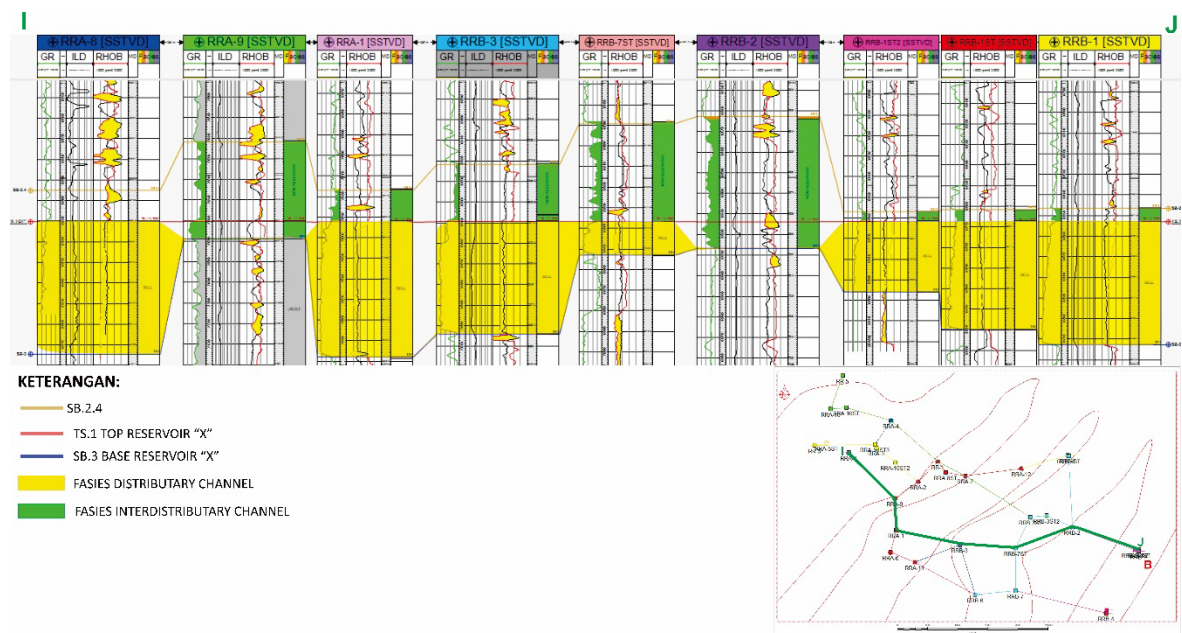
Gambar 10. Korelasi Parasikuen dan Interpretasi fasies arah Barat-Timur (*Strike Section*) C-D.



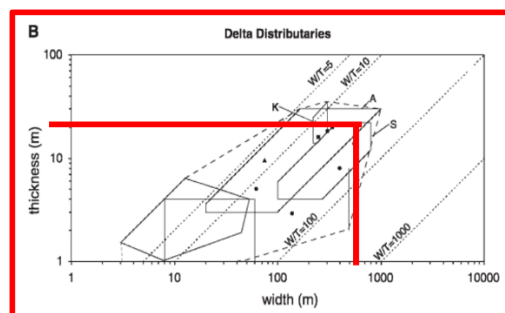
Gambar 11. Korelasi Parasikuen dan Interpretasi fasies arah Barat-Timur (*Strike Section*) E-F.



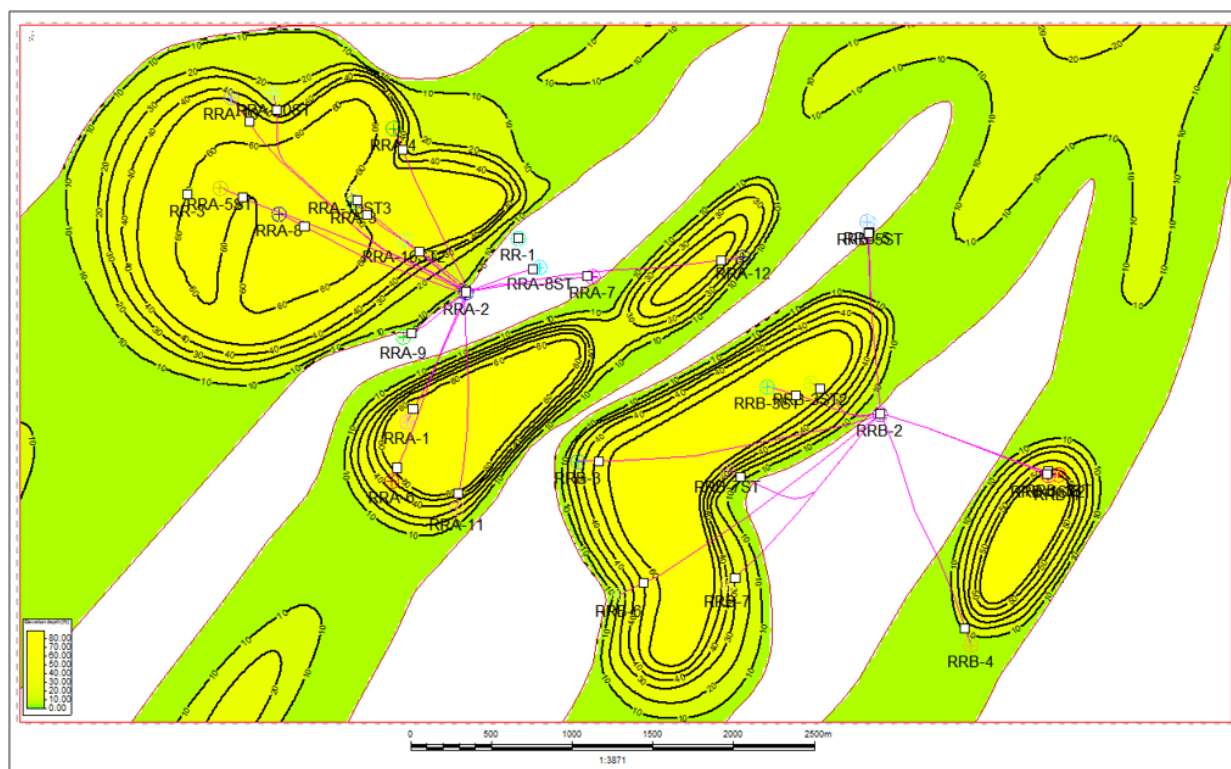
Gambar 12. Korelasi Parasikuen dan Interpretasi fasies arah Barat-Timur (*Strike Section*) G-H.



Gambar 13. Korelasi Parasikuen dan Interpretasi fasies arah Barat-Timur (*Strike Section*) I-J.



Gambar 14. Crossplot W/T ratio pada endapan Distributary Channel (Gibling, 2006).



Gambar 15. Peta *Isopach*, geometri *distributary channel* pada interval reservoir “X” (SB.3 – TS.1).

Tabel 1. Ketersediaan Data

KETERSEDIAAN DATA						
NO	SUMUR	WELL HEAD	WIRELINE LOG	CORE	COMPLETION LOG	DATA RCA
1	RR-5	v	v	x	v	x
2	RRA-10ST	v	v	x	v	x
3	RR-3	v	v	x	v	x
4	RRA-4	v	v	x	v	x
5	RRA-10	v	v	x	v	x
6	RRA-8	v	v	v	v	x
7	RRA-10ST2	v	v	x	v	x
8	RRA-10ST3	v	v	x	v	x
9	RRA-3	v	v	x	v	x
10	RRA-12	v	v	x	v	x
11	RRA-11	v	v	x	v	x
12	RRA-7	v	v	x	v	x
13	RRA-9	v	v	v	v	v
14	RRA-2	v	v	x	v	x
15	RRA-1	v	v	x	v	x
16	RRA-6	v	v	x	v	x
17	RRA-8ST	v	v	x	v	x
18	RR-1	v	v	x	v	x
19	RRB-6	v	v	x	v	x
20	RRB-7	v	v	x	v	x
21	RRB-7ST	v	v	x	v	x
22	RRB-2	v	v	x	v	x
23	RRB-3ST	v	v	x	v	x
24	RRB-3ST2	v	v	x	v	x
25	RRB-3	v	v	x	v	x
26	RRB-4	v	v	x	v	x
27	RRB-1	v	v	x	v	x
28	RRB-1ST	v	v	x	v	x
29	RRB-1ST-2	v	v	x	v	x
30	RRB-5	v	v	x	v	x
31	RRB-5ST	v	v	x	v	x
32	RRA-5ST	v	v	x	v	x

Tabel 2. Pembagian litofasies pada sumur RRA-8

DEPTH MD (ft)	CORE	KARAKTERISTIK	KODE FASIES	LINGKUNGAN PENGENDAPAN
8406-8407		Gelembur (Ripple)	Batupasir Halus Gelembur	<i>Distributary Channel</i>
8405-8409, 8410'S-8412'S, 8416'S-8417'S, 8421'7- 8424'9, 8433'5-8434'5, 8437'-8439'S, 8442'-8443', 8451'7- 8452'3		Serpih Karbon (Carbon Fleck)	Batupasir Halus Serpihan Karbon	<i>Distributary Channel</i>
8405-8409'S, 8417'7-8418'3		Flaser	Batu Pasir Halus Flaser	<i>Distributary Channel</i>
8409'4-8410'4, 8417'8-8418'2		Laminasi	Batupasir Halus Laminasi	<i>Distributary Channel</i>
8411'-8411'10, 8422'-8423'7, 8431'-8431'5, 8434'-8434'4, 8441'-8441'7, 8448'-8448'7		Massif	Batupasir Halus Massif	<i>Distributary Channel</i>
8466'5-8467', 8480'8-8481'3		Massif	Batubara	<i>Swamp</i>
8470'3-8479'7		Massif, Sisipan Batubara	Breksi	<i>Distributary Channel</i>
8434'8-8435, 8439'7-8440, 8485'2-8488		Lentikuler	Batu Lanau Lentikuler	<i>Interdistributary Channel</i>
8487-8770 8479'8-8480'8, 8481'3-8485'2 8488-8492'4 8492'5-8494'5		Massif	Batu Lanau Massif	<i>Interdistributary Channel</i>
8494'6-8495'8		Silang Siur	Batu Lanau Silang Siur	<i>Interdistributary Channel</i>

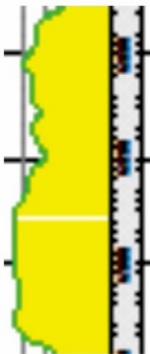
Tabel 3. Pembagian litofasies pada sumur RRA-9

DEPTH MD (ft)	CORE	KARAKTERISTIK	KODE FASIES	LINGKUNGAN PENGEENDAPAN
74367-7438 74651-7463 74743-74773 74711-74697 74604-7458 74655-74625		MASSIF	BATU PASIR HALUS MASSIF	DISTRIBUTARY CHANNEL
74726-74715 74679-74675 74657-74653 74687-74675 7453-74525 72375-7235 72326-7232		SERPIH KARBON (CARBON FLECK)	BATU PASIR HALUS SERPIHAN KARBON	DISTRIBUTARY CHANNEL
74775-74777 7465-74635 72326-72325		MASSIF	BATUBARA	SWAMP
74775-74777 7465-74635 72326-72325		LAMINASI	BATU PASIR HALUS LAMINASI	DISTRIBUTARY CHANNEL
748675-74867 74857-7485 74535-7452 74515-74494		MASSIF	BATU LANAU MASSIF	INTERDISTRIBUTARY CHANNEL
72535-7254 74755-7475		FLASER	BATU PASIR HALUS FLASER	DISTRIBUTARY CHANNEL
7480-74795		LAMINASI	BATU LANAU LAMINASI	DISTRIBUTARY CHANNEL

Tabel 4. Pembagian Asosiasi Fasies berdasarkan data batuan inti pada sumur RRA-8 dan RRA-9

LITOFASIES	LITOLOGI	KARAKTERISTIK	ASOSIASI FASIES
BATU PASIR HALUS GELEMBUR	BATU PASIR	Gelembur (Ripple)	DISTRIBUTARY CHANNEL
BATU PASIR HALUS SERPIH KARBON	BATU PASIR	Serpih Karbon (Carbon Fleck)	
BATU PASIR HALUS FLASER	BATU PASIR	Flaser	
BATU PASIR HALUS MASSIF	BATU PASIR	Massif	
BATU PASIR HALUS LAMINASI	BATU PASIR	Laminasi	
BATU BREKSI	BATU BREKSI	Massif, Sisipan Batubara	
BATUBARA	BATU BARA	Massif	INTERDISTRIBUTARY CHANNEL
BATU LANAU LENTIKULER	BATU LANAU	Lentikuler	
BATU LANAU MASSIF	BATU LANAU	Massif	
BATU LANAU SILANGSIUR	BATU LANAU	Silangsiur	
BATU LANAU LAMINASI	BATU LANAU	Laminasi	

Tabel 5. Pengelompokan respon pola *log gamma ray* berdasarkan asosiasi fasies..

Asosiasi Fasies	Keterangan Pola Log GR	Pola Log GR
<i>Distributary Channel</i>	Distributary Channel, Pola log sinar gamma menunjukkan bentuk lonceng (Bell Shape) dengan ukuran butir yang semakin halus keatas mencirikan adanya penurunan tingkat energi pengendapan	
<i>Interdistributary Chanenel</i>	Interdistributary Channel, Pola log sinar gamma tidak menunjukkan bentuk yang tidak teratur (Serrated Shape), pola ini mencirikan bahwa adanya pengendapan yang selalu berubah dan dalam waktu yang singkat	