

## STUDI TIPE BATUAN DAN PEMODELANNYA DI BLOK X, CEKUNGAN BARITO

ZURISMAN FITRIADI, DWIHARSO NUGROHO, NURCAHYO INDRO BASUKI

Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Ilmu dan Teknologi Kebumihan, Institut Teknologi  
Bandung (ITB), Jl. Ganesha No.10, Bandung, Jawa Barat, Indonesia, 40132, Email:  
[zuris.adi@gmail.com](mailto:zuris.adi@gmail.com).

**Sari** - Cekungan Barito adalah cekungan *foreland* yang berumur Tersier dan terbentuk sebagai akibat dari interaksi Lempeng Pasifik, Paparan Sunda, dan India-Australia. Reservoir utama Lapangan X adalah Formasi Tanjung yang memiliki beberapa lapisan, namun pada penelitian ini hanya Lapisan D yang menjadi fokus penelitian. Lapisan D terletak di dalam Formasi Tanjung bagian bawah yang diyakini diendapkan pada lingkungan sungai berkelok. Data batuan inti dan sayatan tipis dari sumur X-090, X-104, dan X-105 menunjukkan adanya 9 litofasies, yaitu (1) batulanau-batulempung (F), (2) batulanau berakar (Fr), (3) batupasir sangat halus (Svf), (4) batupasir halus (Sf), (5) batupasir halus bioturbasi dan berakar (Sfbr), (6) batupasir halus semen lemah (Sfwc), (7) batupasir sedang semen lemah (Smwc), (8) batupasir sedang semen sedang (Smmc), dan (9) batupasir kasar (Sc). Kesembilan litofasies tersebut dikelompokkan ke dalam empat fasies arsitektural, yaitu (1) *channel sand*, (2) *point bar*, (3) *crevasse splay*, dan (4) *overbank*. Pemodelan properti reservoir yang dikontrol oleh model fasies dan tipe batuan menunjukkan hubungan sifat petrofisika terhadap tipe batuannya. Nilai porositas yang tinggi berasosiasi dengan *channel sand*. Nilai permeabilitas yang tinggi berasosiasi dengan tipe batuan RT 1 dan RT 2. Sementara nilai RT 3 memiliki nilai permeabilitas yang paling buruk.

**Kata Kunci:** pemodelan reservoir, tipe batuan, Lapisan D Formasi Tanjung.

**Abstract** - Field X is an oilfield in Barito Basin, South Kalimantan, which produces hydrocarbon from reservoir within Lower Tanjung Formation. The oil discovery in this field was initiated in 1930 by BPM and until now Tanjung field is still productive and field development is ongoing. Layer D is in Lower Tanjung Formation and is believed as meandering channel depositional setting. Core and thin section data from Layer D could be found from well X-109, X-104, and X-105. Analysis which has been conducted finding 9 lithofacies', including (1) siltstone-claystone (F), (2) rooted siltstone (Fr), (3) very fine sandstone (Svf), (4) fine sandstone (Sf), (5) bioturbated and rooted fine sandstone (Sfbr), (6) weakly cemented fine sandstone (Sfwc), (7) weakly cemented medium sandstone (Smwc), (8) moderately cemented medium sandstone (Smmc), and (9) coarse sandstone (Sc). These lithofacies' are grouped into four architectural facies' (1) *channel sand*, (2) *point bar*, (3) *crevasse splay*, dan (4) *overbank*. Rock type determination used flow zone indicator (FZI) method found 3 rock types (RT). RT 1 is associated to channel sand, RT 2 is associated to channel body, point bar, and overbank, and RT 3 is associated to channel sand, point bar, crevasse splay, and overbank. Reservoir properties modelling which is controlled by facies and rock type models showed relation in petrophysical behaviour to its rock type. High porosity values are associated to channel sand. High permeability values are associated to rock type RT 1 and RT 2.

**Keywords:** reservoir modeling, rock type, Layer D of Tanjung Formation.

### PENDAHULUAN

Lapangan X merupakan salah satu lapangan minyak dan gas bumi di

Kalimantan. Penemuan minyak pertama kali pada 1930 dan hingga kini lapangan X masih produktif.

Reservoir utama Lapangan X adalah Formasi Tanjung, yang merupakan reservoir silisiklastik dan diendapkan pada lingkungan aluvial. Reservoir silisiklastik umumnya memiliki hubungan nilai porositas dan permeabilitas. Namun terkadang satu porositas dapat memiliki beberapa nilai permeabilitas. Hal ini membuat keterkaitan antara porositas dan permeabilitas menjadi sulit diprediksi. Penelitian pada Lapisan D, Formasi Tanjung bagian bawah diperlukan dengan cara menganalisis fasies dan tipe batuan petrofisika serta sebarannya dengan melakukan pemodelan reservoir tiga dimensi.

Cekungan Barito merupakan cekungan tipe cekungan *foreland* yang mengalami inversi dan berumur Tersier. Cekungan Barito dibatasi oleh Sesar Adang di bagian utara, terpisahkan dari Cekungan Jawa Timur di bagian selatan, berbatasan dengan Pegunungan Meratus di bagian timur, dan dibatasi oleh Paparan Sunda di bagian barat (Kusuma dan Darin, 1989; Satyana dan Silitonga, 1994).

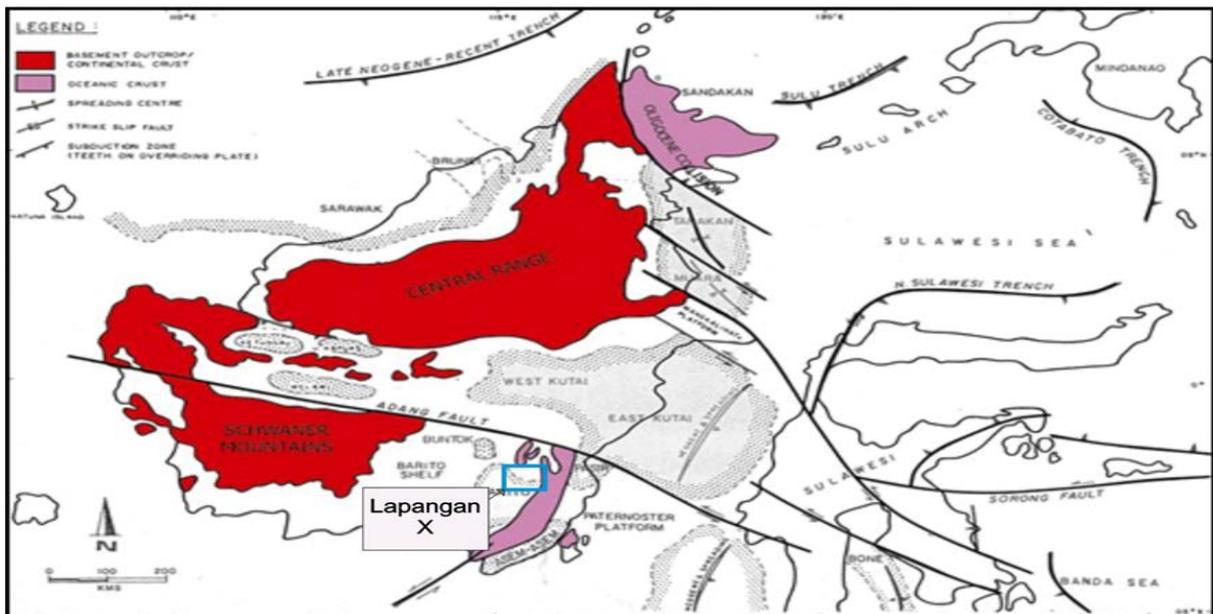
Stratigrafi Cekungan Barito tidak terlepas dari sejarah tektonik yang terjadi. Fase pra-lisu merupakan kompleks batuan dasar yang berumur Pra-Tersier. Fase bareng-lisu yang diendapkan pada Paleosen Akhir-Eosen Tengah terdiri dari menyusun Formasi Tanjung bagian bawah. Fase pasca-lisu tersusun oleh Formasi Tanjung bagian bawah dan Formasi Berai, diendapkan pada fase pembebanan regional berumur Eosen Tengah-Miosen Awal. Fase bareng-inversi diendapkan pada Miosen Tengah hingga puncaknya pada Plio-Pleistosen yang disebabkan oleh aktivitas pengangkatan Pegunungan Meratus (Satyana dan Silitonga, 1994).

Formasi Tanjung adalah reservoir utama Lapangan X yang terdiri dari beberapa

lapisan. Lapisan A dan B terletak paling bawah didominasi konglomerat yang terendapkan pada lingkungan sungai teranyam. Lapisan C terdiri dari sedimen berukuran lebih halus namun terdiri dari dua bagian, Lapisan C bagian bawah memiliki karakteristik mirip Lapisan A dan B, sementara Lapisan C bagian atas berbutir lebih halus dengan karakter menghalus ke atas, diendapkan sebagai point bar sungai berkelok. Lapisan D umumnya berstruktur silang-siur tabular dan berpola menghalus ke atas dengan kandungan lempung yang semakin meningkat. Lapisan D dianggap endapan sungai berkelok. Letak Lapangan X ditunjukkan oleh **Gambar 1**.

Konsep *reservoir quality index* (RQI) dan *flow zone indicator* (FZI) diperkenalkan oleh Amaefule dkk. (1993) kemudian dikembangkan oleh Abbaszadeh dkk. (1996). Asumsi pada konsep RQI dan FZI adalah bahwa ukuran celah pori sebagai pengontrol karakter petrofisika reservoir. Konsep ini tidak melibatkan proses sedimentasi dan diagenesis saat membentuk celah pori tersebut. Karena hal itu maka batas-batas unit aliran atau tipe batuan tidak selalu sama dengan batas fasies (Abbaszadeh dkk., 1996). Akan tetapi fasies dan diagenesis digunakan kemudian dalam pencarian sebab perbedaan karakteristik aliran fluida yang sudah diidentifikasi (Amaefule dkk., 1993).

Metode RQI dan FZI menggunakan nilai permeabilitas, porositas hasil dari pengukuran batuan inti rutin dan *normalized porosity* yang merupakan rasio porositas terhadap matriks batuan. Unit RQI dan FZI adalah mikrometer. Sampel batuan yang digolongkan ke dalam tipe batuan yang sama akan memiliki nilai FZI yang tidak jauh berbeda.



**Gambar 1.** Peta lokasi penelitian di Lapangan X, Cekungan Barito (Kusuma dan Darin, 1989).

Pembagian nilai-nilai FZI ke dalam satu tipe batuan dengan mengubah nilai FZI ke dalam bentuk *discrete rock type* (DRT). Perhitungan DRT untuk memudahkan dalam penentuan unit batuan.

## METODOLOGI

Data yang digunakan berupa log talikawat dari 63 sumur, data studi sedimentologi yang berisi informasi sayatan tipis dan batuan inti dari empat sumur, dan data geofisika berupa data seismik.

Tinjauan ulang dilakukan pada data batuan inti dan sayatan tipis untuk mengetahui litofasies dan fasies arsitektural. Informasi analisis batuan inti rutin diolah dalam identifikasi tipe batuan menggunakan metode *flow zone indicator* (FZI). Salah satu hasil dari metode FZI adalah nilai transformasi porositas-permeabilitas untuk tiap tipe batuan. Log sumur digunakan dalam analisis petrofisika untuk mengetahui volume serpih, porositas, dan saturasi air. Integrasi log sumur dengan hasil interpretasi litofasies dan fasies

arsitektural menghasilkan interpretasi elektrofases.

Data seismik digunakan dalam pemetaan struktur waktu dan kedalaman untuk memberikan gambaran geometri pada daerah penelitian. Integrasi seluruh data yang telah dianalisis dilakukan untuk memodelkan reservoir secara tiga dimensi.

Pemodelan reservoir dimulai dengan memodelkan distribusi fasies sebagai pengontrol penyebaran tipe batuan. Tahap selanjutnya pemodelan petrofisika yang mencakup porositas dan permeabilitas. Pemodelan fasies, tipe batuan, dan porositas menggunakan masukan analisis variogram dalam penyebarannya. Pemodelan sebaran nilai permeabilitas hanya menggunakan transformasi nilai porositas ke permeabilitas hasil analisis tipe batuan yang telah dilakukan sebelumnya.

Peninjauan ulang analisis batuan inti didapati ada 9 litofasies. Sementara hasil tinjauan ulang sayatan tipis didapati sampel tergolong ke dalam *sublitharenite* dan *quartarenite*. Hasil analisis elektrofases menunjukkan terdapat

empat pola log sinar gamma yaitu *bell shape*, *funnel shape*, *blocky*, dan *high gamma* yang masing-masing menunjukkan fasies arsitektural yang berbeda.

Hasil analisis tipe batuan menggunakan metode RQI dan FZI menunjukkan adanya tiga tipe batuan, yaitu RT 1 yang mampu mengalirkan fluida paling baik, RT 2, dan RT 3 yang mampu mengalirkan fluida buruk. Tipe batuan memiliki hubungan terhadap fasies arsitektural dan litofasies. RT 1 terdapat pada *channel sand*. RT 2 terdapat pada *channel sand*, *point bar*, dan *overbank*, dan RT yang terdapat pada *channel sand*, *point bar*, *overbank*, dan *crevasse splay*.

Pemodelan reservoir yang dilakukan dengan memodelkan fasies, tipe batuan, porositas, dan permeabilitas dengan menggunakan data-data hasil olahan sebelumnya menunjukkan hasil yang cukup baik.

## ANALISIS DAN PEMBAHASAN

### Tinjauan Ulang Batuan Inti

Proses ini dilakukan dengan menganalisis deskripsi batuan inti dari sumur X-105, X-090, dan X-104 yang memperhatikan ukuran butir, struktur sedimen, sortasi butiran, keterdapatan bioturbasi dan akar, serta kondisi sementasi pada batuan. Deskripsi ini bertujuan menentukan litofasies. Walker dan James (1992) menyatakan bahwa litofasies ditentukan dengan melihat sifat fisik suatu batuan yang dikelompokkan berdasarkan kombinasi litologi, fisika, dan struktur biologi yang membedakannya dari sekelompok batuan di atas, di bawah, dan di samping kelompok batuan tersebut.

Sumur X-105 menunjukkan adanya 8 litofasies, yaitu batulanau-batulempung (F), batupasir halus (Sf), batupasir sangat halus (Svf), batupasir halus bioturbasi dan berakar (Sfbr), batupasir sedang semen sedang (Smmc), batupasir kasar

(Sc), batulanau berakar (Fr), dan batupasir sedang semen lemah (Smwc).

Sumur X-090 menunjukkan adanya 5 litofasies, yaitu batulanau-batulempung (F), batupasir halus semen lemah (Sfwc), batupasir halus (Sf), batupasir sangat halus (Svf), dan batupasir halus bioturbasi dan berakar (Sfbr).

Sumur X-104 menunjukkan adanya 3 litofasies, yaitu batulanau-batulempung (F), batupasir sangat halus (Svf), dan batupasir halus semen lemah (Sfwc). Ketiga sumur tersebut memiliki 9 litofasies yaitu F, Fr, Svf, Sf, Sfwc, Sfbr, Smmc, Smwc, dan Sc.

### Tinjauan Ulang Sayatan Tipis

Proses ini dilakukan dengan menganalisis sayatan tipis dari tiga sumur dengan batuan inti (X-105, X-090, dan X-104). Total sampel yang tersedia berjumlah 7 buah. Lima sampel tergolong *quartzarenite* dan dua sampel tergolong *sublitharenite* dengan kandungan kuarsa 85-98%, litik 1-14%, dan k-feldspar 0-3%. Bentuk butir menyudut tanggung hingga membundar tanggung. Sortasi sedang hingga baik. Porositas yang berkembang adalah antarbutir dan pelarutan dengan rentang nilai 6-23%. **Tabel 1** menunjukkan deskripsi sayatan tipis.

Porositas pelarutan berhubungan dengan kandungan kaolinit yang cukup banyak di dalam rongga antarbutir. Semen didominasi oleh kaolinit. Sedikitnya kandungan k-feldspar diduga akibat kaolinitisasi yang intensif sehingga terjadi pelarutan butiran k-feldspar dan terjadi presipitasi semen kaolinit.

### Identifikasi Elektrofases

Proses ini membandingkan hasil analisis batuan inti dengan pola log sinar gamma dari sumur dengan batuan inti yang bertujuan untuk menentukan fasies arsitektural. Log sumur menunjukkan empat pola sinar gamma.

Pola *bell shape* menunjukkan nilai sinar gamma yang membesar ke atas yang diinterpretasi sebagai endapan *point bar*. Pola *funnel shape* yang menunjukkan nilai sinar gamma yang mengecil ke arah atas diinterpretasi sebagai endapan *crevasse splay*. Pola *blocky* yang menunjukkan nilai sinar gamma yang rendah dan konstan ke arah atas diinterpretasi sebagai endapan *channel sand*. Pola log dengan sinar gamma tinggi dan konstan ke arah atas diinterpretasi sebagai endapan *overbank*.

### Analisis Lingkungan Pengendapan

Lapisan D Formasi Tanjung merupakan reservoir silisiklastik dengan ukuran butir lempung hingga kasar, kandungan kuarsa yang tinggi, terkadang terdapat akar-akar dan bioturbasi sebagai indikasi endapan darat, pola sinar gamma menunjukkan *bell shape* secara umum, geometri reservoir hasil pengolahan atribut seismik menunjukkan bentuk sabuk yang memanjang ke arah utara. Selain itu hasil identifikasi elektrofases menunjukkan adanya endapan *point bar*. Hal-hal tersebut mengindikasikan lingkungan pengendapan sungai berkelok.

### Analisis Fasies Arsitektural

*Channel sand* terdiri dari litofasies Sf, Sm, Sc, dan Smmc. Struktur sedimen yang berkembang adalah silang-siur dan memiliki pola log yang *blocky shape*.

*Point bar* terdiri dari litofasies Sfwc, Sfbr. Struktur sedimen yang berkembang adalah silang-siur dan memiliki pola log *bell shape*. *Crevasse splay* terdiri dari litofasies Svf. Pola log yang terbentuk adalah *funnel shape* *Overbank* terdiri dari litofasies F dan Fr. Strukturnya masif, terdapat bioturbasi dan akar di beberapa tempat. Pola log yang terbentuk berupa garis datar yang konstan pada nilai sinar gamma yang tinggi.

### Analisis Tipe Batuan

Proses ini menggunakan data analisis batuan inti dari sumur X-105, X-090, X-104, dan X-153. Hasil perhitungan RQI

dan FZI menunjukkan adanya tiga tipe batuan. Tipe batuan 3 (RT 3) memiliki nilai FZI terburuk (0,08-0,93 mikrometer), tipe batuan 2 (RT 2) memiliki nilai FZI (0,97-1,56 mikrometer), dan tipe batuan 1 (RT 1) memiliki nilai FZI terbaik (1,58-3,96 mikrometer). Nilai FZI tersebut menunjukkan RT 1 memiliki nilai celah pori paling besar sehingga mampu melewati fluida paling baik. RT 3 memiliki nilai celah pori paling kecil sehingga melewati fluida paling buruk. **Tabel 2, 3, 4, dan 5** menunjukkan pengolahan data untuk analisis batuan inti sumur X-105, X-090, X-104, dan X-153.

**Tabel 1.** Analisis petrografi sumur X-090, X-104, dan X-105.

No.	Sumur	Kedalaman (m)	Jenis Litologi	Q	F	L	Klasifikasi	Kebundaran	Sortasi	Porositas tampak (%)	Tipe Porositas
1	X-090	987.96	batupasir	91.80%	0.00%	8.20%	quartzarenite	menyudut tanggung-membundar	sedang	7	antarbutir, pelarutan butir
2	X-090	998.83	batupasir	90.77%	0.00%	9.23%	quartzarenite	menyudut tanggung-membundar	sedang	18	antarbutir, pelarutan butir
3	X-104	885.70	batulanau	85.71%	0.00%	14.29%	sublitharenite	menyudut-membundar tanggung	sedang	6	antarbutir, pelarutan butir
4	X-105	913.22	batupasir	98.28%	0.00%	1.72%	quartzarenite	menyudut tanggung-membundar	baik	18	antarbutir, pelarutan butir
5	X-105	919.12	batupasir	93.85%	0.00%	6.15%	quartzarenite	menyudut tanggung-membundar	baik	9	antarbutir, pelarutan butir
6	X-105	922.57	batupasir	91.94%	0.00%	8.06%	quartzarenite	menyudut tanggung-membundar tanggung	baik	23	antarbutir, pelarutan butir
7	X-105	923.57	batupasir	89.23%	3.08%	7.69%	sublitharenite	menyudut tanggung-membundar	baik	21	antarbutir, pelarutan butir

### Analisis Tipe Batuan

Proses ini menggunakan data analisis batuan inti dari sumur X-105, X-090, X-104, dan X-153. Hasil perhitungan RQI

dan FZI menunjukkan adanya tiga tipe batuan. Tipe batuan 3 (RT 3) memiliki nilai FZI terburuk (0,08-0,93 mikrometer), tipe batuan 2 (RT 2) memiliki nilai FZI (0,97-1,56 mikrometer), dan tipe batuan 1 (RT 1)

memiliki nilai FZI terbaik (1,58-3,96 mikrometer). Nilai FZI tersebut menunjukkan RT 1 memiliki nilai celah pori paling besar sehingga mampu melewati fluida paling baik. RT 3 memiliki nilai celah pori paling kecil sehingga melewati fluida paling buruk. Tabel 2, 3, 4, dan 5 menunjukkan pengolahan data untuk analisis batuan inti sumur X-105, X-090, X-104, dan X-153.

**Tabel 2.** Perhitungan FZI sumur X-104.

Sumur	Kedalaman (m)	PERM (mD)	POROSITAS (Fraksi)	RQI (mikrometer)	$\phi_z$	FZI (mikrometer)	DRT	Tipe Batuan
X-104	887.3	3.66	0.182	0.140810324	0.22249389	0.63	10	RT 3
X-104	887.9	23.6	0.205	0.33690598	0.25786164	1.31	11	RT 2
X-104	887.6	41	0.227	0.421996305	0.29366106	1.44	11	RT 2

**Tabel 3.** Perhitungan FZI sumur X-090.

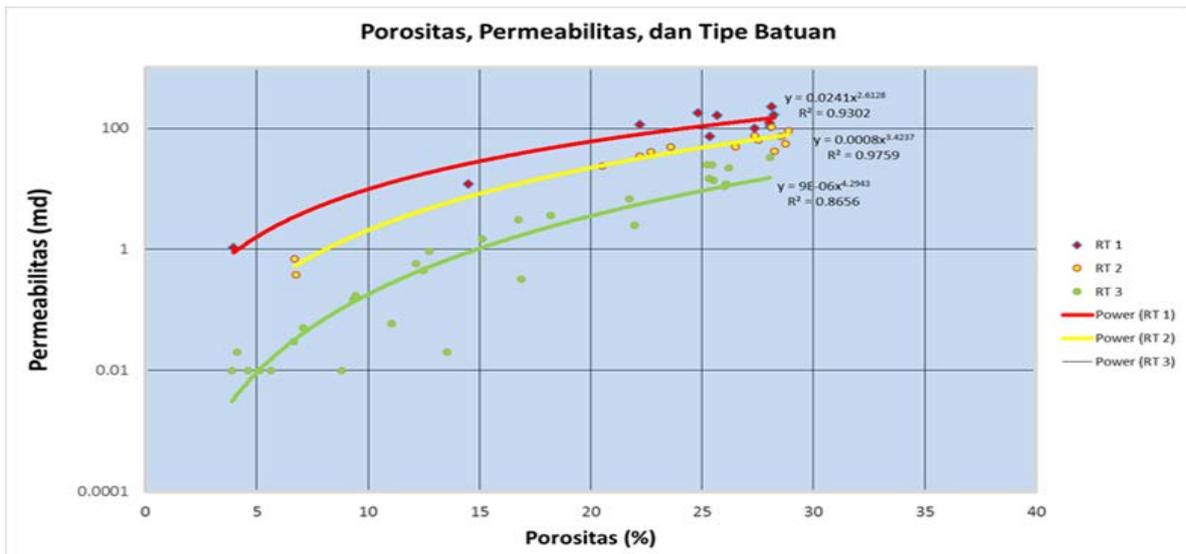
Sumur	Kedalaman (m)	PERM (mD)	POROSITAS (Fraksi)	RQI (mikrometer)	$\phi_z$	FZI (mikrometer)	DRT	Tipe Batuan
X-090	989.5	11	0.26	0.20423930	0.35135135	0.58	10	RT 3
X-090	985.2	14	0.255	0.23266099	0.34228188	0.68	10	RT 3
X-090	987.6	22	0.262	0.28773344	0.35501355	0.81	10	RT 3
X-090	998.9	25	0.252	0.31275149	0.33689840	0.93	10	RT 3
X-090	998.2	50	0.265	0.43131217	0.36054422	1.20	11	RT 2
X-090	988.5	35	0.222	0.39426405	0.28534704	1.38	11	RT 2
X-090	986.0	49	0.236	0.45245114	0.30890052	1.46	11	RT 2
X-090	993.5	12	0.145	0.28565134	0.16959064	1.68	12	RT 1
X-090	990.2	114	0.222	0.71155027	0.28534704	2.49	12	RT 1

**Tabel 4.** Perhitungan FZI sumur X-153.

Sumur	Kedalaman (m)	PERM (mD)	POROSITAS (Fraksi)	RQI (mikrometer)	$\Phi_z$	FZI (mikrometer)	DRT	Tipe Batuan
X-153	846.76	0.02	0.136	0.01206355	0.15673800	0.08	5.00	RT 3
X-153	843.08	0.32	0.169	0.04324611	0.20293516	0.21	8.00	RT 3
X-153	846.03	0.03	0.067	0.02107430	0.07135205	0.30	8.00	RT 3
X-153	849.8	3.10	0.167	0.13512409	0.20105693	0.67	10.00	RT 3
X-153	847.69	15.00	0.253	0.24182481	0.33850890	0.71	10.00	RT 3
X-153	848.29	42.00	0.283	0.38279673	0.39392250	0.97	11.00	RT 2
X-153	848.87	56.00	0.288	0.43823266	0.40350877	1.09	11.00	RT 2
X-153	848.66	91.00	0.289	0.55738047	0.40607424	1.37	11.00	RT 2
X-153	849.29	180.00	0.248	0.84577047	0.32996409	2.56	12.00	RT 1

**Tabel 5.** Perhitungan FZI sumur X-105.

Sumur	Kedalaman (m)	PERM (mD)	POROSITAS (Fraksi)	RQI (mikrometer)	$\Phi_z$	FZI (mikrometer)	DRT	Tipe Batuan
X-105	920.0	0.01	0.088	0.01058494	0.09649123	0.11	6	RT 3
X-105	915.0	0.06	0.111	0.02311700	0.12447993	0.19	7	RT 3
X-105	913.0	0.01	0.056	0.01323352	0.05965879	0.22	8	RT 3
X-105	919.7	0.01	0.051	0.01389054	0.05385183	0.26	8	RT 3
X-105	919.3	0.01	0.046	0.01464033	0.04821803	0.30	8	RT 3
X-105	911.0	0.05	0.071	0.02635029	0.07642626	0.34	8	RT 3
X-105	911.3	2.52	0.220	0.10639290	0.28122998	0.38	9	RT 3
X-105	915.3	0.15	0.093	0.03983523	0.10277900	0.39	9	RT 3
X-105	919.0	0.01	0.039	0.01596152	0.04025798	0.40	9	RT 3
X-105	920.3	0.17	0.094	0.04213744	0.10424028	0.40	9	RT 3
X-105	912.7	0.45	0.125	0.05962503	0.14259598	0.42	9	RT 3
X-105	922.7	0.58	0.122	0.06860496	0.13830393	0.50	9	RT 3
X-105	914.7	0.02	0.041	0.02190402	0.04286161	0.51	9	RT 3
X-105	912.0	1.48	0.151	0.09823915	0.17813384	0.55	9	RT 3
X-105	912.3	0.92	0.127	0.08441300	0.14586914	0.58	10	RT 3
X-105	911.7	12.00	0.261	0.21299356	0.35281385	0.60	10	RT 3
X-105	916.0	6.84	0.217	0.17616833	0.27762872	0.63	10	RT 3
X-105	921.7	33.00	0.280	0.34064154	0.38966092	0.87	10	RT 3
X-105	920.7	25.00	0.254	0.31127275	0.34120172	0.91	10	RT 3
X-105	918.7	0.38	0.068	0.07439215	0.07261611	1.02	11	RT 2
X-105	916.7	73.00	0.285	0.50227342	0.39918847	1.26	11	RT 2
X-105	915.7	64.00	0.275	0.47884551	0.37969095	1.26	11	RT 2
X-105	917.3	76.00	0.273	0.52352472	0.37627305	1.39	11	RT 2
X-105	918.3	0.71	0.067	0.10221660	0.07181136	1.42	11	RT 2
X-105	917.7	106.00	0.281	0.60985898	0.39082058	1.56	11	RT 2
X-105	917.0	74.00	0.254	0.53648369	0.33958473	1.58	12	RT 1
X-105	921.3	108.00	0.280	0.61624374	0.38966092	1.58	12	RT 1
X-105	922.0	100.00	0.274	0.60030450	0.37665198	1.59	12	RT 1
X-105	916.3	124.00	0.280	0.66055111	0.38927480	1.70	12	RT 1
X-105	921.0	167.00	0.282	0.76358175	0.39353400	1.94	12	RT 1
X-105	922.3	162.00	0.257	0.78865969	0.34553283	2.28	12	RT 1
X-105	918.0	229.00	0.281	0.89590616	0.39140114	2.29	12	RT 1
X-105	910.6	1.07	0.040	0.16322021	0.04123282	3.96	13	RT 1



**Gambar 2.** Plot porositas vs. permeabilitas.

Setiap tipe batuan memiliki hubungan porositas dan permeabilitas masing-masing yang ditunjukkan melalui persamaan garis. Batuan dengan kemiripan nilai FZI berada di sekitar kurva tipe batuan tertentu, seperti ditunjukkan **Gambar 2**. Ketiga tipe batuan dan persamaan garisnya memiliki nilai koefisien korelasi ( $R^2$ ) yang cukup baik. RT 1 memiliki  $R^2$  sebesar 0,93. RT 2 memiliki  $R^2$  sebesar 0,98. RT 3 memiliki  $R^2$  sebesar 0,87.

Validasi jumlah tipe batuan yang telah diidentifikasi menggunakan dua cara, yaitu dengan *mercury injection capillary pressure* (MICP) dan menggunakan plot silang antara normalized porosity ( $\phi_z$ ) terhadap RQI.

Data MICP menunjukkan adanya perbedaan profil tekanan pada lima sampel yang diuji. Perbedaan tekanan adalah indikasi adanya beberapa tipe batuan. MICP menunjukkan bahwa RT 1 memiliki sifat aliran paling baik dan RT 3 memiliki sifat aliran paling buruk.

Plot silang ( $\phi_z$ )-RQI digunakan untuk mengamati jumlah garis kemiringan yang sejajar. Sampel yang berada di dalam satu tipe batuan cenderung tersebar berdekatan dengan garis kemiringannya.

Jumlah garis kemiringan yang ditemukan berjumlah tiga buah sesuai dengan jumlah tipe batuan yang berhasil diidentifikasi.

### **Hubungan Tipe Batuan terhadap Fasies Arsitektural dan Litofasies**

Tipe batuan pada Lapisan D Formasi Tanjung memiliki hubungan dengan fasies arsitektural yang telah dianalisis. Satu fasies arsitektural dapat memiliki satu atau lebih tipe batuan di dalamnya.

RT 1 memiliki sifat aliran paling baik, porositas 3,96-28,24%, permeabilitas 1,07-229 md. RT 1 terdiri dari litofasies Smwc dan Sc dan hanya terdapat pada *channel sand*.

RT 2 memiliki sifat aliran sedang, porositas 6,7-28,88%, permeabilitas 0,38-106 md. RT 2 terdiri dari litofasies Sfwc dan Fr dan terdapat pada fasies arsitektural *channel sand*, *point bar*, dan *overbank*.

RT 3 memiliki sifat aliran paling buruk, porositas 3,87-28,04% dengan permeabilitas 0,01-33 md. RT 3 terdiri dari litofasies F, Sfbr, Sf, Svf, dan Smmc dan terdapat pada fasies arsitektural *channel sand*, *point bar*, *overbank*, dan *crevasse splay*.

### Hubungan Tipe Batuan terhadap Sayatan Tipis

Sampel sayatan tipis yang tergolong RT 1 berjumlah 3 buah dan termasuk ke dalam klasifikasi *quartzarenite* dan *sublitharenite* dengan litofasies Smwc dan Sc. Fasies arsitektural berupa *channel sand*.

Sampel sayatan tipis yang tergolong RT 3 berjumlah empat buah dan termasuk ke dalam klasifikasi *quartzarenite* dan *sublitharenite* dengan litofasies Sf, Sfbr, f, dan Sf. Fasies arsitektural berupa *channel sand*, *point bar*, dan *overbank*.

RT 2 tidak terdapat pada semua sampel sayatan tipis. Klasifikasi *quartzarenite* terdapat pada RT 1 dan RT 3, begitu juga dengan *sublitharenite*. Hal ini menunjukkan jenis butiran bukan merupakan faktor utama pembentuk tipe batuan. Ukuran celah pori merupakan faktor terpenting sebagai pembeda dari tipe batuan satu dengan yang lainnya.

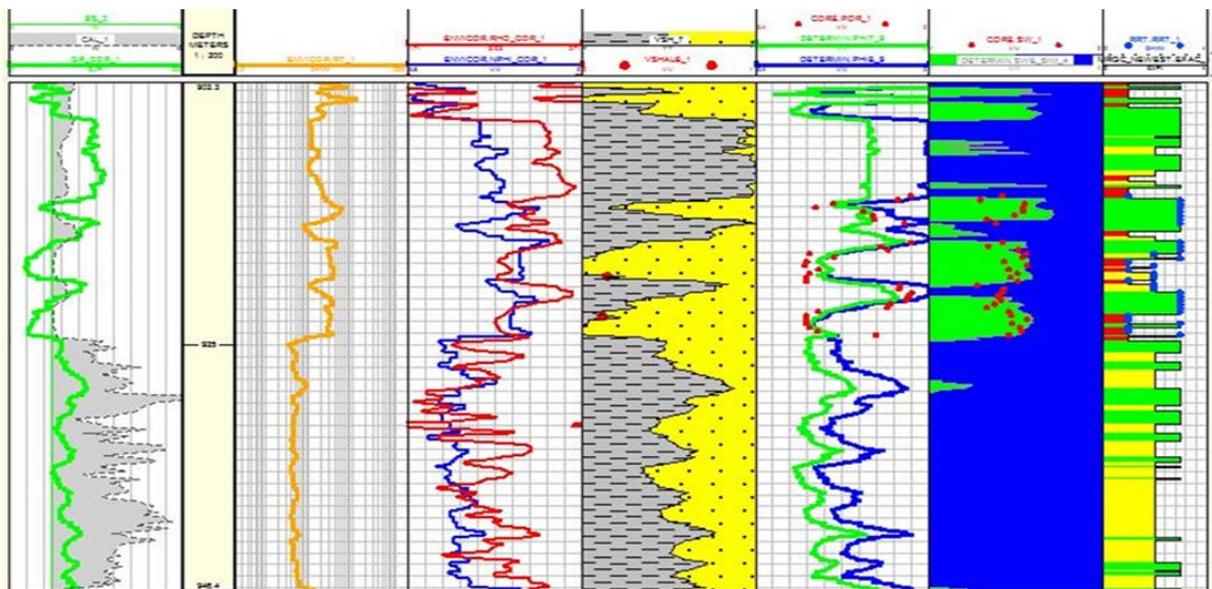
### Prediksi Tipe Batuan

Batuan inti pada sumur X-105, X-090, dan X-104 tidak mencakup seluruh interval sehingga diperlukan metode untuk memprediksi tipe batuan pada interval tanpa batuan inti. Metode

tersebut juga diharapkan dapat memprediksi tipe batuan pada sumur tanpa batuan inti.

*Multi-resolution graph-based clustering* (MRGC) adalah metode pengenalan pola titik multidimensi berdasarkan representasi data grafik. Struktur yang terdapat di dalam data dilakukan analisis sehingga dapat membentuk kelompok data alami yang dapat memiliki perbedaan ukuran, bentuk, dan kerapatan. MRGC secara otomatis menentukan jumlah *cluster* secara optimal, sehingga tingkat ketelitian yang diperlukan dapat dikontrol (Ye dan Rabiller, 2000).

Pengaplikasian metode MRGC memerlukan data acuan sebagai referensi. Data input log talikawat yang digunakan adalah log sinar gamma, neutron, dan resistivitas karena tersedia di sumur-sumur lainnya. Sumur yang digunakan dalam prediksi sebaran tipe batuan adalah sumur X-105. Hasil sebaran secara vertikal pada sumur X-105 menunjukkan kecocokan antara tipe batuan hasil analisis dengan prediksi vertikal menggunakan metode MRGC. **Gambar 3** menunjukkan prediksi tipe batuan menggunakan metode MRGC.



**Gambar 3.** Prediksi tipe batuan dan validasi sumur X-105.

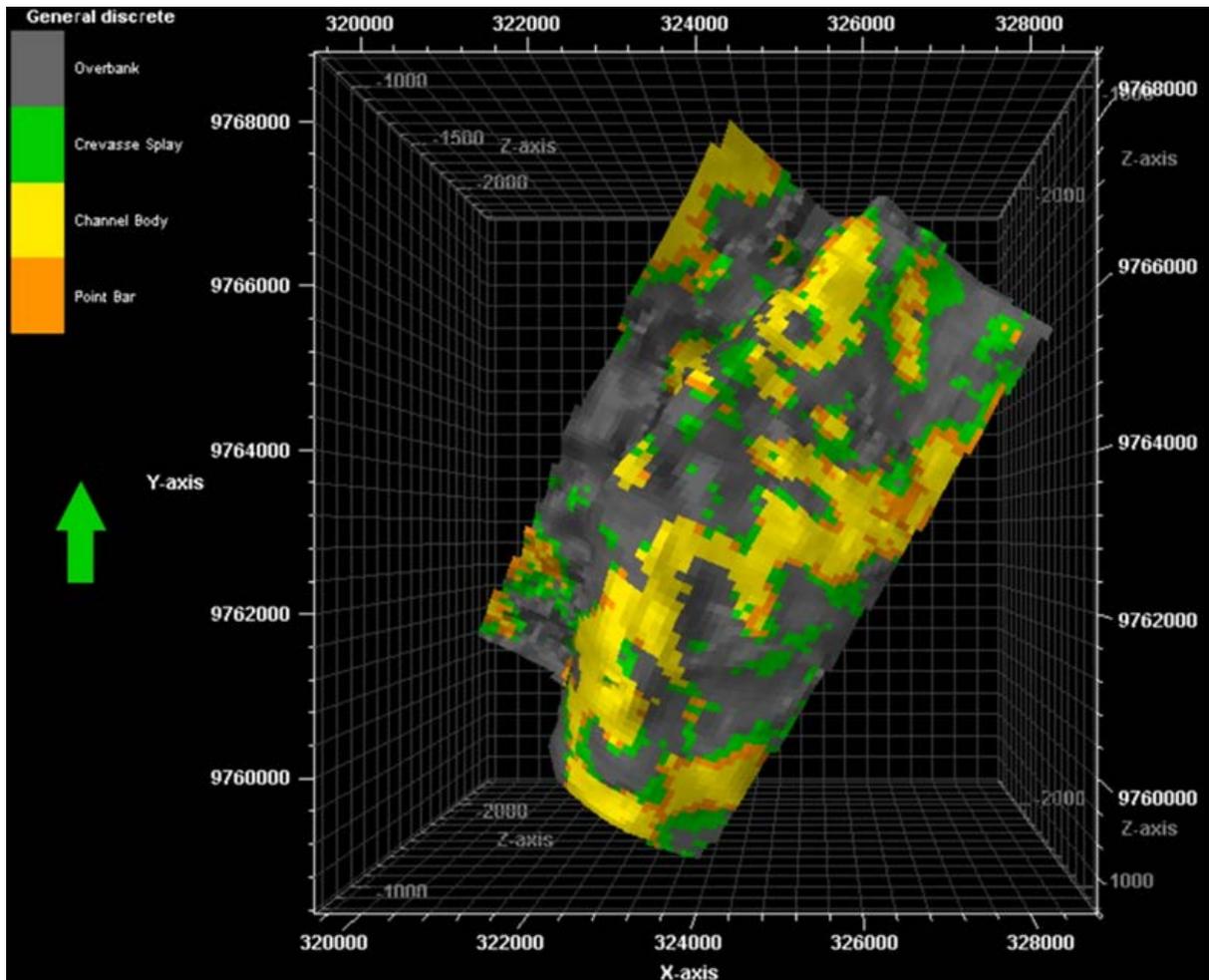
## PEMODELAN RESERVOIR

Pemodelan reservoir memperhatikan aspek spasial dan statistik (geostatistik) yang baik dalam penyebaran data fasies atau petrofisika pada sumur (Deutsch, 2002).

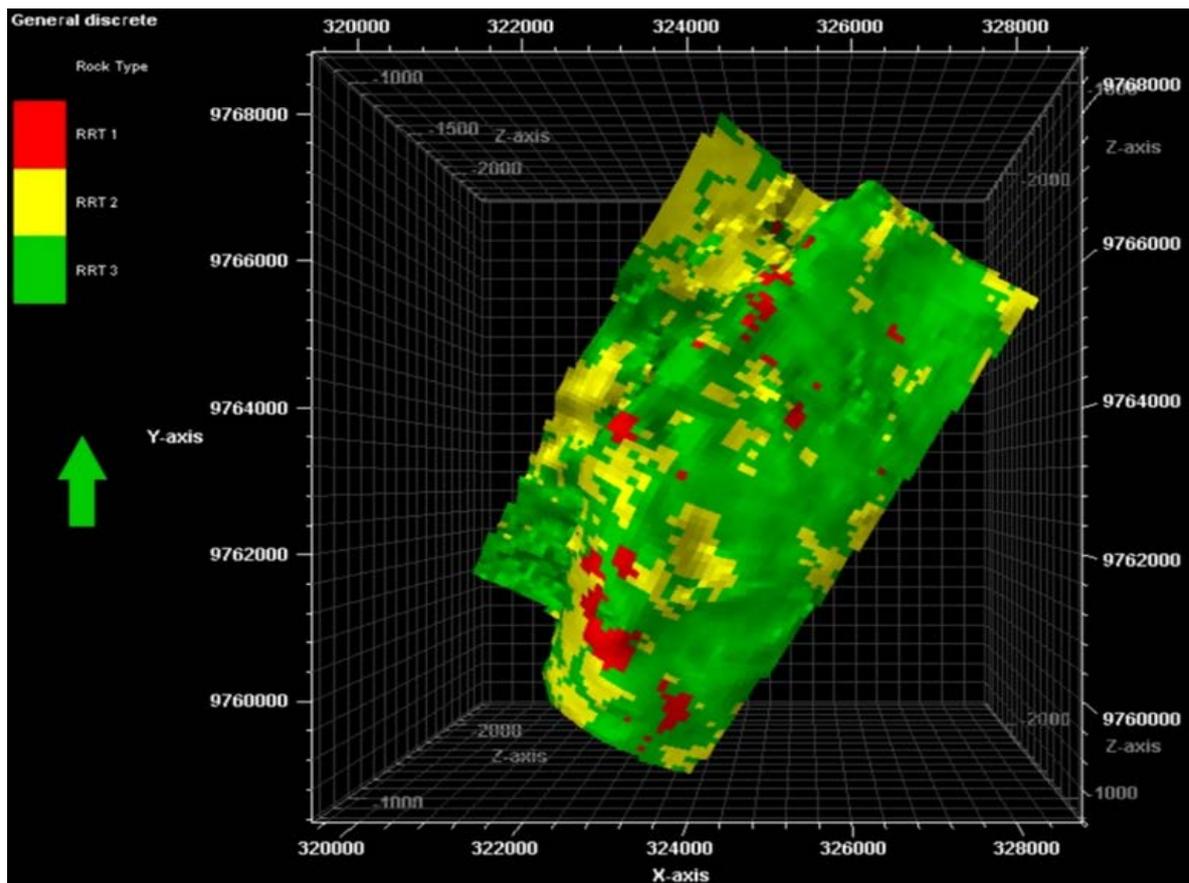
Pemodelan fasies dilakukan berdasarkan analisis data batuan inti dan log yang telah dilakukan sebelumnya. Pemodelan fasies berfungsi untuk mengontrol sebaran pada tipe batuan. Penyebaran fasies dari data sumur menggunakan metode *truncated gaussian simulation* (TGS) karena baik dalam memodelkan unit-unit reservoir yang memiliki urutan secara alami (Matheron dkk., 1997).

**Gambar 4** menunjukkan hasil pemodelan fasies.

Pemodelan tipe batuan dikontrol oleh fasies arsitektural dengan menggunakan metode *sequential indicator simulation* (SIS) karena mampu mengintegrasikan berbagai macam data (Deutsch, 2002). Metode TGS tidak cocok digunakan dalam pemodelan tipe batuan karena tidak realistis dalam memodelkan data yang sebarannya tidak berurutan (Syversveen, 2007). **Gambar 5** menunjukkan hasil pemodelan tipe batuan.



**Gambar 4.** Pemodelan fasies.



**Gambar 5.** Pemodelan tipe batuan.

Pemodelan porositas menggunakan *sequential gaussian simulation* (SGS) yang dikontrol oleh analisis variogram. Sebaran porositas efektif dengan nilai baik berada pada fasies *channel sand*. Fasies *point bar* dan *crevasse splay* memiliki porositas yang cukup baik, Fasies *overbank* memiliki porositas paling buruk.

Pemodelan permeabilitas menggunakan formula transformasi nilai porositas-permeabilitas hasil analisis berdasarkan masing-masing tipe batuan. Nilai permeabilitas paling baik berada pada daerah dengan nilai porositas yang baik dan memiliki tipe batuan RT 1. Sementara nilai permeabilitas paling buruk berada pada daerah dengan nilai porositas rendah dan memiliki tipe batuan RT 3.

## KESIMPULAN

Lapisan D adalah reservoir silisikastik yang diendapkan pada lingkungan sungai berkelok dan memiliki 9 litofasies: F, Fr, Svf, Sf, Sfbr, Sfwc, Smwc, Smmc, dan Sc. Kesembilan litofasies dikelompokkan ke dalam fasies arsitektural *channel sand*, *point bar*, *crevasse splay*, dan *overbank*. Porositas yang terbentuk adalah antarbutir dan pelarutan. Diagenesis mengontrol kualitas tipe batuan. Berdasarkan metode FZI, terdapat tiga tipe batuan: RT 1 memiliki porositas 3,96-28,24% dan permeabilitas 1,07-229 md, dengan fasies arsitektural *channel sand*, RT 2 memiliki porositas 6,7-28,88% dan permeabilitas 0,38-106 md, dengan fasies arsitektural berupa *channel sand*, *point bar*, dan *overbank*, dan RT 3 yang memiliki porositas 3,87-28,04% dan permeabilitas 0,01-33 md, dengan fasies arsitektural berupa *channel sand*, *point bar*, *crevasse splay*, dan *overbank*.

## DAFTAR PUSTAKA

- Abbaszadeh, M., Fuji, H., dan Fujimoto, F. (1996). Permeability prediction by hydraulic flow unit – theory and applications, SPE Formation Evaluation Journal, Ho Chi Minh, 263-271.
- Amaefule, O.J., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D.G., dan Keelan, D.K. (1993). Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells, SPE 26436, 205-217.
- Deutsch, C.V. (2002). Geostatistical Reservoir Modelling, Oxford University Press, New Your, 376 hal.
- Kusuma, I. dan Darin, T. (1989). The hydrocarbon potential of the Lower Tanjung Formation, Barito Basin, SE Kalimantan, Proceedings Indonesian Petroleum Association, 18<sup>th</sup> Annual Convention, 107-138.
- Matheron, G., Beucher, H., de Foucquet, H., Galli, A., Guerriiot, D., dan Ravenne, C. (1987). Conditional simulation of the geometry of fluvio-deltaic reservoirs, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 16753.
- Satyana, A.H., Silitonga, P.D. (1994). Tectonic reversal in East Barito Basin, South Kalimantan: consideration of the types of inversion structures and petroleum system significance, Proceedings Indonesian Petroleum Association, 23th Annual Convention, 57-74.
- Syversveen, A.R. (2007). Modeling atolls by truncated gaussian simulation, EAGE, Petroleum Geostatistics Conference, 5 hal.
- Walker, R. dan James, N. (1992). Facies model: response to sea level change, Geological Association of Canada, 409 hal.
- Ye, S.J. dan Rabiller, P. (2000). A new tool for electrofacies analysis: Multi-resolution graph-based clustering, SPWLA 41<sup>st</sup> Annual Logging Symposium Transaction.