

IDENTIFIKASI KEBERADAAN REKAHAN PADA FORMASI KARBONAT MELALUI REKAMAN LOG DAN BATUAN INTI

Gerry Gusti Nugraha, Benyamin, Ratnayu Sitaresmi
Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti

Abstrak

Ketertarikan dalam studi rekahan alami pada permukaan maupun bawah permukaan formasi telah meningkat sangat pesat beberapa tahun belakangan ini. Hal ini membawa beberapa industri besar mengetahui efek dari rekahan pada aliran bawah permukaan dan peningkatan persentase pendapatan produksi minyak serta gas secara signifikan dimana rekahan mempunyai peran yang sangat besar pada kegiatan produksi tersebut.

Salah satu pendekatan untuk menginvestigasi keberadaan rekahan secara tidak langsung yakni dengan analisa interpretasi *logging* atau evaluasi formasi. Selain itu, rekahan dapat terlihat langsung pada contoh batuan inti. Selain kedua metode diatas dilakukan penelitian tentang bagaimana rekahan mempengaruhi reservoir tersebut.

Lapangan TA merupakan tempat dilakukan kegiatan penelitian melalui empat sumur yang mewakili ujung batas lapangan TA, terdiri dari sumur TA-2, TA-3, TA-4 dan TA-7. Sumur TA-2, TA-3 dan TA-4 merupakan sumur eksplorasi yang tidak diproduksikan secara komersil fluida reservoirnya, sedangkan sumur TA-7 dilakukan kegiatan produksi. Sumur-sumur diatas dilakukan tes produksi yang datanya dapat digunakan dalam mendeskripsikan rekahan pada lapangan ini.

Kata kunci: *rekahan, evaluasi formasi, batuan inti*

Pendahuluan

Pada dasarnya seorang petrofisik dituntut untuk memahami kondisi reservoir yang dianalisa serta menentukan zona prospek yang akan dilakukan eksploitasi secara lanjut. Oleh karena itu, seorang petrofisik harus menguasai karakteristik sifat batuan yang dimiliki oleh reservoir tersebut, di antaranya: lithologi, porositas, permeabilitas, tingkat kejenuhan air. Hal ini dapat membantu dalam meramalkan cadangan minyak di reservoir.

Parameter porositas diperlukan dalam menentukan cadangan minyak awal reservoir. Berdasarkan pembentukannya porositas terbagi menjadi dua yaitu: porositas primer, adalah porositas yang terbentuk pada saat pengendapan batuan dan porositas sekunder, adalah porositas yang terbentuk setelah terjadinya pengendapan batuan. Salah satu jenis kategori yang dimiliki oleh porositas sekunder ini adalah rekahan. Oleh karena itu, penulis berfokus pada cara pendeteksian rekahan dalam beberapa metode.

Salah satu pendekatan untuk menginvestigasi keberadaan rekahan adalah dengan analisa interpretasi logging atau evaluasi formasi. Setelah mengetahui keberadaannya pada suatu formasi, dapat ditentukan parameter fisik yang dimiliki rekahan tersebut agar dapat mengetahui peranan rekahan dalam memproduksi fluida formasi. Penelitian ini mengungkapkan bahwa variabel yang dilakukan pada penelitian ini hanya sebagian dari banyaknya variabel yang harus dipertimbangkan dalam memprediksi performa reservoir. Pada penelitian ini reservoir rekah dikategorikan berdasarkan parameter yang dimiliki masing-masing reservoir. Pengategorian ini dilakukan berdasarkan teori Nelson dalam mengklasifikasi reservoir rekah alami.

Problem Statement

Terdapat beberapa industri yang sering menyangkal keberadaan rekahan pada reservoirnya karena penanganan reservoir rekah ini yang cukup kompleks membuat habisnya waktu dan uang untuk melaksanakan studi ini. Hal ini perlu dihindari karena

menyangkal adanya rekahan tidak memberikan hal yang baik untuk dilakukannya eksplorasi dan pengembangan secara lanjut, sehingga hanya membawa pada kegiatan teknis dan ekonomik yang buruk. Karena pada dasarnya rekahan berkontribusi besar dalam memproduksi fluida. Oleh karena itu, hal-hal yang telah disebutkan di atas membawa penulis melakukan studi ini.

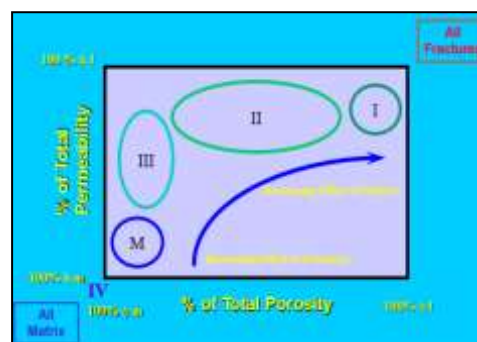
Teori Dasar

Formasi karbonat memiliki *recovery factor* yang kecil dibandingkan dengan formasi batupasir, tetapi formasi karbonat memiliki potensi yang besar untuk meningkatkan hasil produksi melalui rekahan. Rekahan merupakan kerusakan mekanik pada batuan, berasal dari tegangan yang dihasilkan di sekitar kerusakan, heterogenitas dan diskontinuitas fisik².

Reservoir rekah dapat diartikan sangat luas karena sistem rekah alami dapat memberikan efek beraneka ragam dalam performa reservoir pada tahap *primary*, *secondary* serta *tertiary* dan karena efek rekahan ini biasanya diprediksikan jauh sebelum keberadaan data produksi, dalam definisi operasional reservoir rekahan adalah sebagai reservoir yang mana terjadi atau diprediksikan terdapat kerusakan mekanik pada batuan sehingga memiliki efek yang signifikan pada aliran fluida dalam bentuk peningkatan permeabilitas dan reserves atau permeabilitas *anisotropy*. Pada prinsipnya rekahan bermula dan tersebar ketika tegangan menjadi sama dengan kekuatan batu tersebut. Reservoir rekahan sangat mungkin mengalami peningkatan aliran fluida (melalui peningkatan permeabilitas). Pada prinsipnya, rekahan berperan sebagai *avenue* (tempat mengalirnya fluida), dan matriks berperan sebagai *storage* (tempat menyimpan fluida). Hal ini dapat dijelaskan dengan klasifikasi rekahan alami Nelson.

Klasifikasi berdasarkan kegunaan rekahan pada reservoir³:

1. Tipe 1, yaitu rekahan memberikan porositas dan permeabilitas yang baik.
2. Tipe 2, yaitu rekahan yang hanya memberikan permeabilitas yang baik
3. Tipe 3, yaitu rekahan memberikan permeabilitas tambahan sebagai media pada reservoir yang telah berproduksi
4. Tipe 4, yaitu rekahan tidak memberikan porositas dan permeabilitas yang baik, namun memberikan ketidakseragaman sehingga berperan sebagai *barrier*.



Gambar 1. Klasifikasi Reservoir Rekah Alami³

Ada beberapa cara untuk menentukan letak kedalaman zona zona ini adalah dengan melakukan deteksi atau bahkan prediksi, antara lain (Nelson³, 2001):

Deteksi Rekahan Secara Langsung

1. Core Analysis

Metode ini dapat terlihat langsung jenis porositas sekunder yang dimiliki oleh formasi pada kedalaman tertentu, sesuai dengan interval kedalaman yang dijadikan bahan pengamatan. Pengamatan mikroskopik rekahan dapat terlihat jelas serta dapat dijelaskan proses diagenesa yang dialami formasi.

2. Downhole Camera

Deteksi ini dilakukan dengan menurunkan kamera dan sistem penerangan kedalam lubang untuk merekam gambar pada dalam lubang. Peralatan ini mengambil 1000 gambar dalam sekali jalan, serta dapat beroperasi pada suhu 200°F dan 4000 psi. Namun keterbatasan metode ini adalah cairan formasi harus bersih (berisi gas atau air) atau tidak ada cairan di dalam lubang bor.

3. Impression Packer

Deteksi ini dilakukan dengan memasukkan packer ke dalam lubang bor sampai zona *interest*, lalu diberikan tekanan. *Soft coating* yang menempel pada dinding sumur memberi informasi karakter fisik dan topografi mengenai keadaan sumur, termasuk rekahan.

4. Electrical dan Acoustic Borehole Imaging Logs

Fracture Imaging Logs merupakan alat pendeteksi rekahan yang mendominasi pada industri saat ini. Alat ini termasuk *acoustic* dan *electrical resistivity tools*. Alat akustik menggambarkan topografi dari lubang sumur (*ultrasonic borehole imager*), sedangkan alat resistivitas menggambarkan fluida dalam rekahan yang terbuka (*formation microimager*). Alat akustik ini sering dipakai apabila digunakan lumpur dengan sifat *oil-based* ketika pemboran berlangsung. Hal ini disebabkan karena alat resistivitas dalam menggambarkan lubang bor tidak bekerja pada sistem tersebut. Serta log akustik lebih baik menggambarkan *breakouts* lubang bor untuk menentukan direksi tegangan *in-situ*. Di lain hal, *resistivity imaging logs* mempunyai resolusi yang lebih baik dan dapat dilakukan perhitungan untuk menentukan besarnya lebar rekahan. Pembacaan hasil *imaging* FMI log akan dijelaskan pada bab selanjutnya.

Deteksi Rekahan Secara Tidak Langsung

1. Evaluasi Well Logging

Pendeteksian secara langsung bukanlah satu-satunya cara untuk memperkirakan keberadaan rekahan dalam formasi, tetapi cara lain ditempuh untuk memastikan hasil evaluasi lebih akurat, salah satunya adalah evaluasi rekaman log. Hal ini medasari penulis untuk melakukan penelitian berdasarkan identifikasi rekahan melalui evaluasi *well logging*, ada beberapa hal yang harus diperhatikan dalam mengevaluasi hal ini, rekaman-rekaman berikut yang menimbulkan ciri tersendiri apabila mendeteksi keberadaan rekahan (Martinez¹, 2002):

a) Log Kaliper

Log Kaliper mengukur diameter lubang dan bentuk lubang tersebut. Pemanjangan lubang bor dapat diobservasi sebagai arah rekahan yang hancur selama proses pemboran berlangsung.

b) Spontaneous Potential Log

Rekaman *Spontaneous Potential Log* terkadang dipengaruhi oleh adanya rekahan. Terlihat dari adanya defleksi negative yang disebabkan oleh masuknya ion filtrat lumpur ke dalam formasi rekahan. Namun defleksi negatif ini dapat disebabkan oleh adanya lapisan silt.

c) *Gamma Ray Log*

Kenaikkan rekaman *gamma ray* yang tidak ditandai dengan naiknya *formation shaliness* mengidentifikasi adanya rekahan dimana garam uranium terdeposisi sepanjang permukaan rekahan dan di dalamnya.

d) *Log Resistivitas*

Efek yang ditimbulkan dari keberadaan rekahan pada rekaman ini tergantung arah, ukuran, panjang dan fluida yang ada di dalam rekahan. Jika terdapat rekahan, maka *deep laterolog* dan *shallow laterolog* akan mendeteksinya sebagai zona dengan resistivitas rendah.

Pada rekahan vertical, *shallow laterolog* akan lebih terpengaruh daripada *deep laterolog*. Zona rekahan akan terdeteksi sebagai zona anomali yang konduktif, jika rekahan terisi penuh oleh filtrat lumpur.

e) *Log Densitas*

Karena rekaman log ini diaplikasikan untuk mengukur porositas pada batuan yang terisi fluida, maka adanya rekahan ditandai dengan adanya pengurangan densitas bulk yang terukur. Namun log ini tidak mendeteksi rekahan secara jelas ketika harus berdiri sendiri.

f) *Log Neutron*

Log neutron diaplikasikan untuk mengukur porositas pada batuan yang terisi oleh fluida. Oleh karena itu, adanya rekahan ditandai dengan adanya pengurangan ion hidrogen yang terukur.

g) *Log Sonik*

Log sonik dapat mendeteksi rekahan sebagai pengurangan amplitud gelombang yang merambat dalam formasi. Transit time pada log ini dipengaruhi oleh fluida, sehingga deteksi rekahan lebih sering diukur dari amplitud gelombang dan pelemahannya.

2. *Flow Test dan Evaluasi Well Test*

Metode *flow test* dilakukan dengan mengamati performa reservoir melalui sejarah produksi. Metode *well test* dilakukan evaluasi rekahan dengan melakukan *single well test (pressure drawdown dan pressure build up)* serta *multiple well test (pressure interference test)*.

Identifikasi rekahan pada studi ini dilakukan dengan perangkat lunak dengan *Input*-nya antara lain: PHIE_CPX, DT, ROMU_CPX; *Output*-nya: SPI_CPX. Perhitungan algoritma yaitu: $SPI_CPX = PHIE_CPX - PHIS$. PHIE_CPX merupakan algoritma perangkat lunak untuk membaca nilai proporsi fluida di dalam matriks pada pori yang terkoneksi, DT merupakan nilai pembacaan log sonik yang telah dilakukan interpretasi, ROMU_CPX merupakan nilai densitas matriks yang terukur serta PHIS merupakan algoritma perangkat lunak untuk membaca nilai log sonik. SPI_CPX adalah nilai porositas rekahan yang didapatkan dari analisa petrofisik.

Hasil dan Pembahasan

Hasil interpretasi masing-masing sumur disajikan pada halaman lampiran yang terdiri dari interpretasi sumur TA-2, TA-3, TA-4 dan TA-7 serta kenampakan batuan inti masing-masing sumur. Berdasarkan interpretasi sumur TA-2 memiliki litologi yang sama seperti sumur TA-7, oleh karena itu ketidakberadaan batuan inti pada sumur TA-7 dapat diwakilkan dengan batuan inti sumur TA-2.

Identifikasi rekahan dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak interpretasi dengan kemunculan nilai SPI_CPX yang merupakan porositas rekahan. Interpretasi sumur TA-2 menunjukkan rekahan secara intens muncul pada kedalaman 7503-7585 ft yang merupakan zona B, sedangkan pada zona lain rekahan hanya muncul pada beberapa kedalaman saja. Sumur TA-2 tidak memiliki batuan inti pada daerah selain A dan D. Oleh karena itu, hasil interpretasi rekahan pada zona B digunakan batuan inti pada zona A.

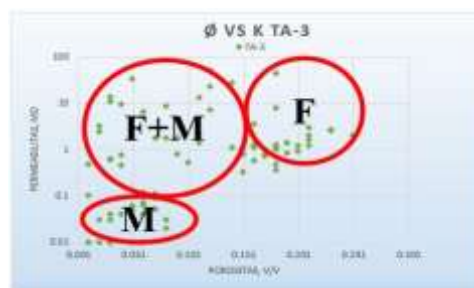
Identifikasi rekahan pada sumur TA-3 dan TA-4 menunjukkan nilai SPI-CPX muncul sepanjang reservoir yang diteliti, kecuali pada daerah *washout* TA-4. Hasil identifikasi batuan inti menunjukkan rekahan pada setiap zona yang mewakili. Identifikasi rekahan pada sumur TA-7 hampir sama dengan sumur TA-2 intensitas rekahan zona B terlihat jelas dengan kemunculan nilai SPI_CPX. Karena ketidakberadaan batuan inti pada sumur ini, untuk mengkonfirmasi hasil interpretasi rekahan, digunakan FMI log.

Klasifikasi Nelson dengan data batuan inti dilakukan pada seluruh sumur dengan sumur TA-2 dengan TA-7 memiliki batuan inti yang sama. Kedua sumur ini dikategorikan sebagai reservoir yang dipengaruhi aliran matriks.

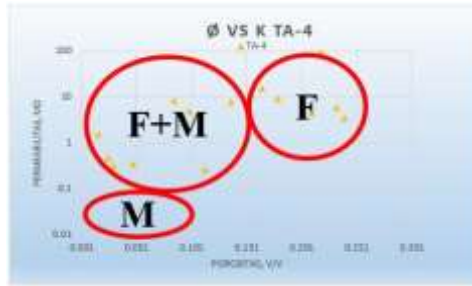


Gambar 2. Tipe Reservoir Rekah Alami Sumur TA-2

Klasifikasi reservoir rekah alami pada sumur TA-3 dan TA-4 menunjukkan bahwa sumur-sumur ini terpengaruh oleh aliran dominasi rekahan. Hal ini dapat dinyatakan sebab penyebaran data batuan inti yang didapatkan dari SCAL maupun *routine core*. Banyak data yang terdapat dalam kelompok dominasi rekahan atau biasa disebut reservoir rekahan tipe 1 yakni *storage* dan permeabilitas reservoir dimiliki sebagian besar oleh rekahan, sehingga diharapkan sumur ini menyumbangkan *reserves* yang besar.

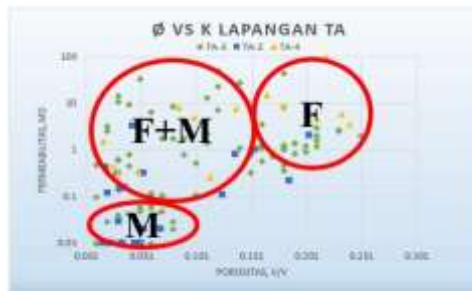


Gambar 3. Tipe Reservoir Rekah Alami Sumur TA-3



Gambar 4. Tipe Reservoir Rekah Alami Sumur TA-4

Setelah pengelompokkan pada masing-masing sumur, klasifikasi ini dilakukan terhadap lapangan. Klasifikasi ini menyatakan bahwa lapangan TA dipengaruhi dengan keberadaan rekahan.



Gambar 5. Tipe Reservoir Rekah Alami Lapangan TA

Setelah melakukan pengklasifikasian reservoir rekahan, selanjutnya melihat performa aliran fluida reservoir terhadap rekahan.

Tabel 1. Hasil Tes Produksi Lapangan TA

Sumur	DST	Ketalamann (ft)	Debit (BPD)	SKn	Cheque (ft)	K (mD)	Keterangan	
TA-2	1	7790 - 7825	31	-	-	1.33	No Flow To The Surface	
	2	7646 - 7724	188	28	16	6.8	-	
	2a		816	-4.8	16	9.4	Acidizing	
	3	7508 - 7587	2318	-4	32	6	Hydraulic Fracturing	
	4	7410 - 7458	42	22	-	2.5	No Flow To The Surface	
TA-3	5	7284 - 7338	66	21	-	1.7	No Flow To The Surface	
	5a		833	-4.5	16	3.4	Acid Fracturing	
	1	8972 - 8978						
		8987 - 8990	90	-2.6	16	0.14		
		8997 - 8999						
9002 - 9008								
2	8883 - 8887							
	8878 - 8890	95	-0.1	16	0.09			
	8903 - 8919							
	8910 - 8940							
3	8792 - 8850	75	-4	16	0.2			
TA-4	1	8309 - 8340	53	0.12	16	0.3	-	
	2		26	2	16	0.4	-	
	2a	8076 - 8110	272	-3.7	16	0.6	Acidizing	
	2b	8228 - 8415	1203	-	16	-	Acid Fracturing	
	TA-7	8916 - 8914						
9364 - 9480		384	-4.8	16	0.32			
9510 - 10230								

Hasil tes produksi diatas menunjukkan bahwa lapangan TA cocok untuk dilaksanakan stimulasi *fracturing* untuk memaksimalkan aliran rekahan. Hal ini ditunjukkan oleh hasil produksi sumur TA-2 dan TA-4. Sumur TA-3 yang hanya dilakukan *acidizing* memiliki aliran yang kecil. Dari produksi di atas dapat diplot dengan frekuensi aliran yang dimiliki

lapangan TA untuk memastikan bahwa lapangan ini terpengaruh oleh keberadaan rekahan dengan plot yang berbentuk *skewed*.



Gambar 6. Intensitas Tes Produksi Lapangan TA

Kesimpulan dan Saran

Berdasarkan hasil pembahasan yang telah dilakukan sebelumnya, maka didapat beberapa kesimpulan diantaranya :

1. Lapangan TA memiliki reservoir dengan pengaruh rekahan yang cukup tinggi berdasarkan klasifikasi tipe reservoir rekah, interpretasi log dan intensitas tes produksi.
2. Hasil interpretasi log pada umur TA-2 dan TA-7 memperlihatkan intensitas rekahan yang terdapat pada zona B, sedangkan zona lainnya hanya muncul pada beberapa kedalaman.
3. Sumur TA-3 dan TA-4 memiliki rekahan yang sangat intens di dalam reservoirnya berdasarkan hasil interpretasi log, rekahan muncul sepanjang kedalaman reservoir yang diteliti.
4. Sumur TA-2 dan TA-7 memiliki reservoir dengan matriks dominan, sedangkan sumur TA-3 dan TA-4 memiliki reservoir dengan dominasi rekahan berdasarkan pengelompokan tipe reservoir rekah alami oleh Nelson.
5. Hasil analisa dari beberapa tes produksi yang dilakukan, lapangan TA lebih tepat dilakukan stimulasi dengan cara *fracturing* meliputi *hydraulic fracturing* atau *acid fracturing*.

Daftar Simbol

PHIE_CPX = Algoritma porositas efektif
 PHIS = Algoritma porositas sonic
 SPI_CPX = Algoritma porositas rekahan

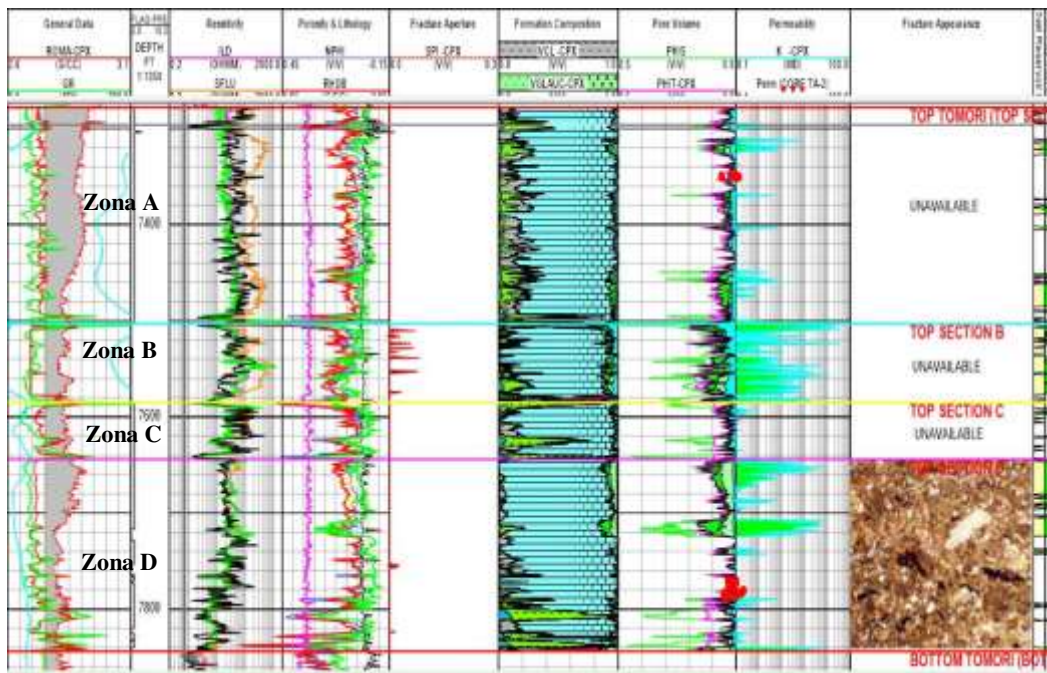
Daftar Pustaka

Martinez, Lilita Patricia, "Characterization of Naturally Fractured Reservoirs From Conventional Well Logs", The University of Oklahoma, Oklahoma, 2002.

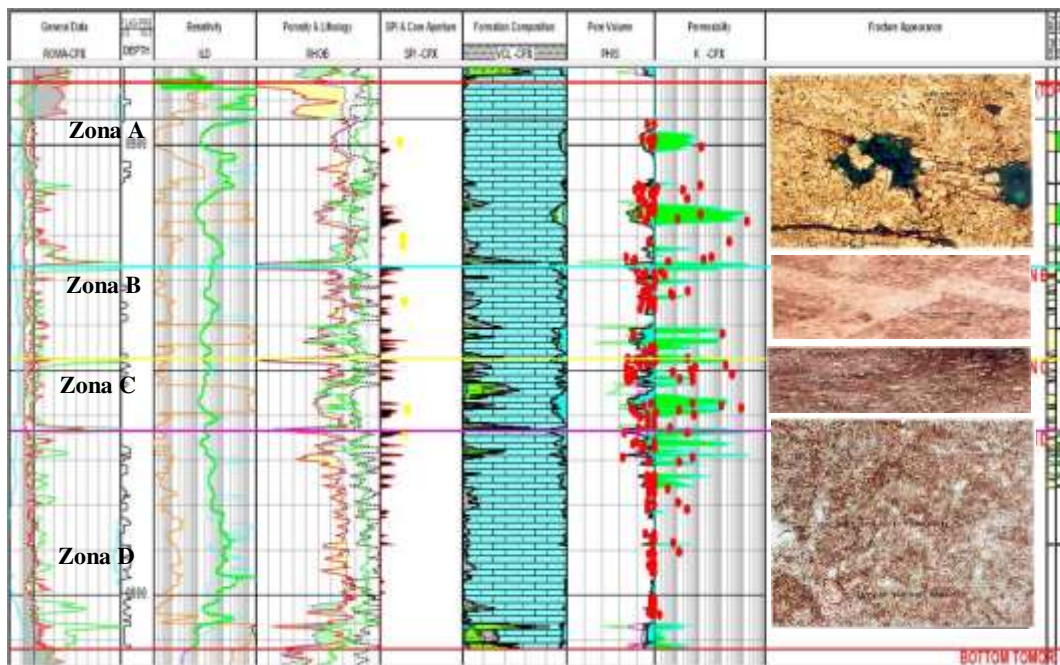
Mazullo, S.J., "Overview of Porosity Evolution in Carbonate Reservoirs", Kansas Geological Society Bulletin, Kansas, 2004.

Nelson, R.A., "Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs, Second Edition", Gulf Professional Publishing, Texas, 2001

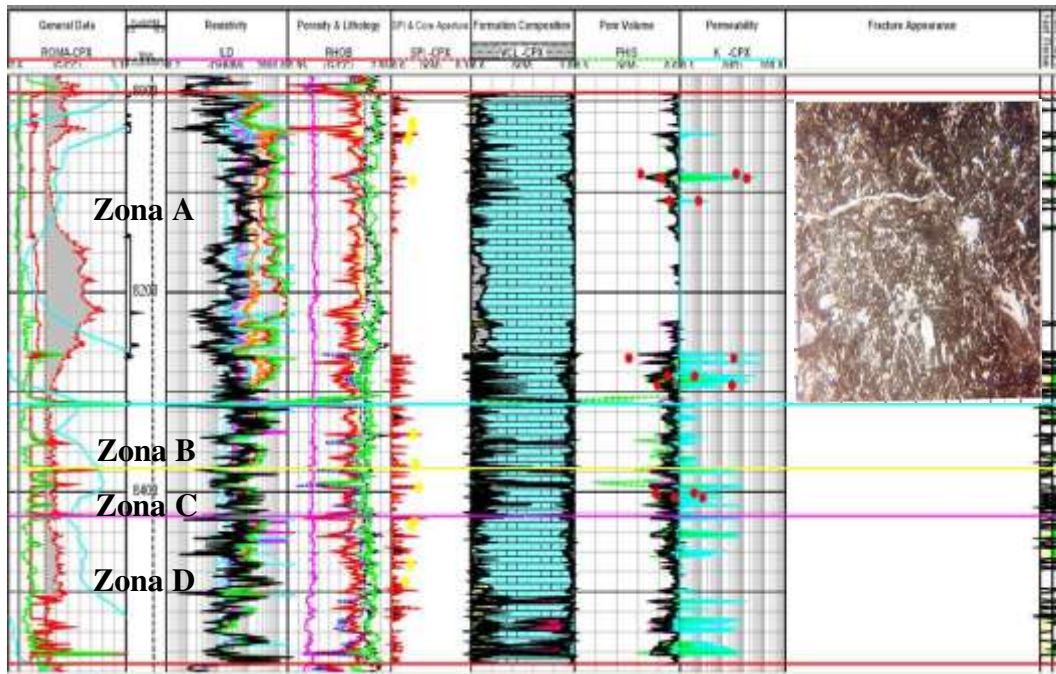
Lampiran



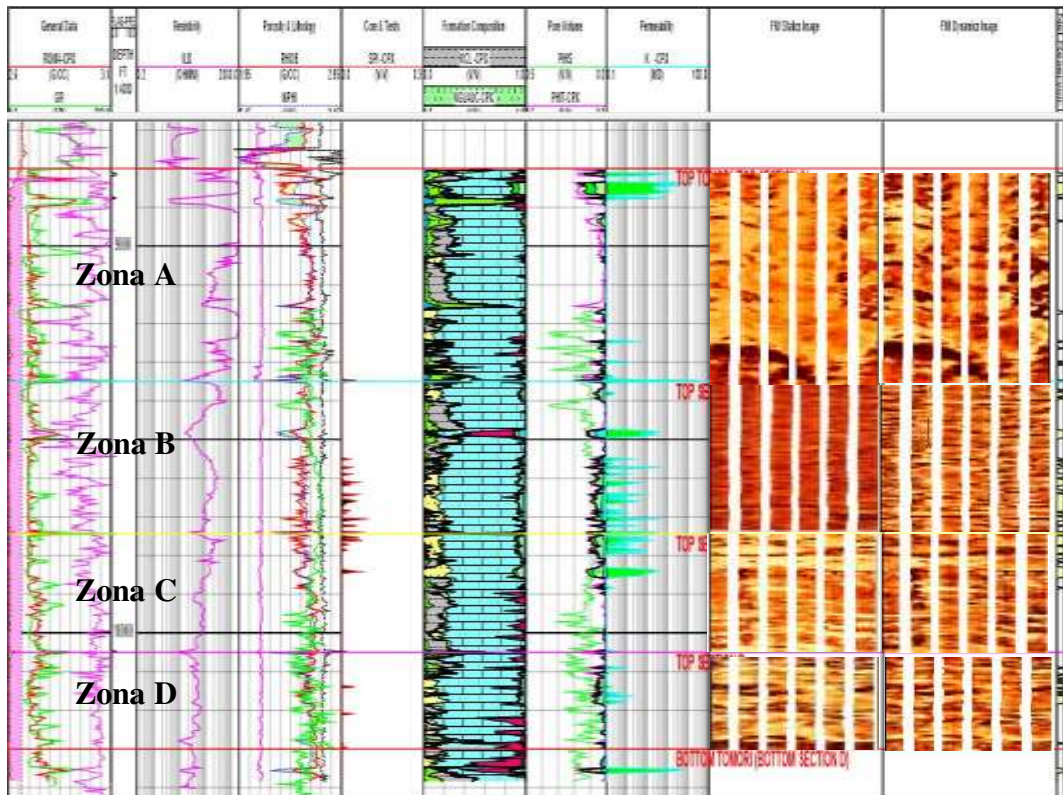
Gambar 7. Interpretasi Rekahan dan Korelasi Batuan Inti Sumur TA-2



Gambar 8. Interpretasi Rekahan dan Korelasi Batuan Inti Sumur TA-3



Gambar 9. Interpretasi Rekahan dan Korelasi Batuan Inti Sumur TA-4



Gambar 10. Interpretasi Rekahan dan Korelasi FMI Log TA-7